



**PEMILIHAN TEKNOLOGI PENGOLAHAN *SPENT CAUSTIC*  
BERDASARKAN MATURITAS TEKNOLOGI, BIAYA  
INVESTASI DAN BIAYA OPERASI  
UNTUK FASILITAS PENGOLAHAN GAS “X”**

**TESIS**

**INTAN YULIA SARI  
1006735486**

**UNIVERSITAS INDONESIA  
FAKULTAS TEKNIK  
PROGRAM MAGISTER MANAJEMEN GAS  
JAKARTA  
JUNI 2012**



**PEMILIHAN TEKNOLOGI PENGOLAHAN *SPENT CAUSTIC*  
BERDASARKAN MATURITAS TEKNOLOGI, BIAYA  
INVESTASI DAN BIAYA OPERASI  
UNTUK FASILITAS PENGOLAHAN GAS X**

**TESIS**

**Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar  
Magister Manajemen**

**INTAN YULIA SARI  
1006735486**

**UNIVERSITAS INDONESIA  
FAKULTAS TEKNIK  
PROGRAM MAGISTER MANAJEMEN GAS  
JAKARTA  
JUNI 2012**

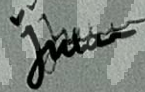
# HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

Tesis ini yang merupakan Karya Akhir adalah hasil karya saya sendiri,  
dan semua sumber baik yang dikutip maupun yang dirujuk  
telah saya nyatakan dengan benar.

Nama : Intan Yulia Sari

NPM : 1006735486

Tanda Tangan :



Tanggal : Juni 2012

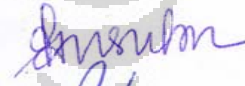



## HALAMAN PENGESAHAN

Karya Akhir ini diajukan oleh:

Nama : Intan Yulia Sari  
NPM : 1006735486  
Program Studi : Magister Manajemen  
Judul Karya Akhir : Pemilihan Teknologi Pengolahan Spent  
Caustic Berdasarkan Maturitas, Biaya  
Investasi, dan Biaya Operasi Untuk  
Fasilitas Pengolahan Gas "X".

**Telah berhasil dipertahankan di hadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Magister Manajemen pada Program Studi Magister Manajemen, Fakultas Ekonomi, Universitas Indonesia**

### DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Dr. Ir. Praswasti P.D.K Wulan, MT. (  )  
Penguji : Dr. Ir. Setiadi, M.Eng. (  )  
Penguji : Dr. Rer. Nat. Ir. Yuswan Muharam, MT. (  )  
Penguji : Dr. Ir. Tania Surya Utami, MT. (  )

Ditetapkan di : Jakarta

Tanggal : Juli 2012

## KATA PENGANTAR

Puji syukur saya panjatkan kepada Allah Yang Maha Kuasa, karena atas berkat dan rahmat-Nya saya dapat menyelesaikan Karya Akhir ini. Penulisan Karya Akhir ini dilakukan dalam rangka memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar Magister Manajemen Program Studi Magister Manajemen pada Fakultas Ekonomi Universitas Indonesia. Saya menyadari bahwa, tanpa bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak, dari masa perkuliahan sampai pada penyusunan Karya Akhir ini, sangatlah sulit bagi saya untuk menyelesaikan Karya Akhir ini. Oleh karena itu, saya mengucapkan terima kasih kepada:

- (1) Ibu Dr. Ir. Praswasti PDK Wulan, MT, selaku dosen pembimbing yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk mengarahkan saya dalam penyusunan Penelitian ini;
- (2) Dosen Penguji Bapak Dr. Ir. Setiadi, M.Eng , Bapak Dr. Rer. Nat. Ir. Yuswan Muharam, MT, & Ibu Dr. Ir. Tania Surya Utami, MT.
- (3) Team Proyek yang telah memberikan bimbingan dari pihak perusahaan dalam penyusunan Karya Akhir ini;
- (4) Orang tua, keluarga dan teman-teman saya yang telah memberikan bantuan dukungan moral; dan

Akhir kata, saya berharap Allah berkenan membalas segala kebaikan semua pihak. Semoga Karya Akhir ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu.

Jakarta, 13 Juni 2012

Penulis

**HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI  
TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS**

---

Sebagai sivitas akademik Universitas Indonesia, saya yang bertanda tangan di bawah ini:

Nama : Intan Yulia Sari

NPM : 1006735486

Program Studi : Magister Manajemen

Fakultas : Teknik

Jenis Karya : Karya Akhir

demikian pengembangan ilmu pengetahuan, menyetujui untuk memberikan kepada Universitas Indonesia **Hak Bebas Royalti Noneksklusif (*Non-exclusive Royalty-Free Right*)** atas karya ilmiah saya yang berjudul:

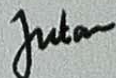
Pemilihan Teknologi Pengolahan *Spent Caustic* Berdasarkan Maturitas Teknologi, Biaya Investasi & Biaya Operasi Untuk Fasilitas Pengolahan Gas X Beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmedia/format mempublikasikan tugas akhir saya tanpa meminta izin dari saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Jakarta

Pada tanggal : Juni 2012

Yang menyatakan



(Intan Yulia Sari)

## ABSTRAK

Nama : Intan Yulia Sari  
Program Studi : Teknik Kimia-Magister Manajemen Gas  
Judul : Pemilihan Teknologi Pengolahan Spent Caustic Berdasarkan  
Maturitas Teknologi, Biaya Investasi & Biaya Operasi Untuk  
Fasilitas Pengolahan Gas “X”

Karya Akhir ini bertujuan untuk menganalisis pemilihan teknologi pengolahan *spent caustic*. Metode pengolahan yang ditinjau adalah *Wet Air Oxidation*, netralisasi asam, atau penggunaan Hidrogen peroksida sebagai oksidator, incinerator dan biologis. Parameter yang digunakan dalam pemilihan teknologi adalah aspek kebutuhan utilitas, biaya investasi, biaya operasi dan tingkat kesiapan teknologi di Fasilitas Pengolahan Gas X. Pemanfaatan Hidrogen peroksida sebagai oksidator dalam pengolahan *spent caustic* merupakan metode yang optimum, efisien dan ramah lingkungan. Hal ini disebabkan daya oksidasi yang tinggi serta kondisi operasi pada suhu dan tekanan, yang rendah.

Kata kunci:  
Pengolahan *Spent Caustic*, Pemilihan Teknologi, Fasilitas Pengolahan Gas

## ABSTRACT

Name : Intan Yulia Sari  
Study Program: Chemical Engineering- Gas Management  
Title : Spent Caustic Treatment Technology Selection Based  
on Maturity, Capital & Operating Expenditure for X Gas  
Processing Facilities

This Final Project aims to analyze technology selection for spent caustic treatment. Processing methods that will be observed are Wet Air Oxidation, Acid Neutralization, Oxidation using Hydrogen Peroxide, Incinerator and Biological. Parameters will be used for technology selection are utility consumption, capital and operating expenditure also technology readiness level on "X" Gas Processing Facilities. Oxidizing spent caustic using Hydrogen Peroxide is an optimum, efficient and environmental friendly method, due to its high oxidation strength and operating condition on low temperature and pressure.

Key word:  
Spent Caustic Treatment, Technology Selection, Gas Processing Facilities



## DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL .....	..ii
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS .....	iii
LEMBAR PENGESAHAN .....	iv
KATA PENGANTAR .....	v
LEMBAR PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH .....	vi
ABSTRAK .....	vii
DAFTAR ISI.....	viii
DAFTAR GAMBAR .....	ix
DAFTAR TABEL.....	x
<b>BAB 1 .....</b>	<b>1</b>
<b>PENDAHULUAN .....</b>	<b>1</b>
1.1. Latar Belakang .....	1
1.2. Perumusan Masalah .....	4
1.3. Tujuan Penelitian .....	5
1.4. Batasan Masalah.....	5
1.5. Sistematika Penulisan.....	5
<b>BAB 2 .....</b>	<b>7</b>
<b>TINJAUAN PUSTAKA .....</b>	<b>7</b>
2.1. <i>Spent Caustic</i> .....	7
2.2. Teknologi Pengolahan <i>Spent Caustic</i> .....	9
2.2.1. <i>Wet Air Oxidation</i> .....	9
2.2.2. Netralisasi Asam .....	11
2.2.3. Oksidasi dengan Hidrogen Peroksida .....	12
2.2.4. Insinerator.....	13
2.2.5. Pengolahan Limbah Secara Biologis.....	14
2.2.6. Pengolahan Limbah dengan Koagulasi-Flokulasi & Presipitasi .....	16
2.3. Kebutuhan Utilitas .....	17
2.4. Karakteristik Gas Alam.....	17
2.5. Proses Produksi Gas Alam .....	18
2.6. Biaya Investasi .....	20
2.7. Biaya Operasi.....	21
2.8. Evaluasi Keekonomian.....	21
2.8.1. <i>Net Present Value (NPV)</i> .....	21
2.8.2. <i>Internal Rate of Return(IRR)</i> .....	22
2.9. Analisa Tingkat Kesiapan Teknologi.....	23
2.10. Perbandingan Metode Pengolahan <i>Spent Caustic</i> .....	25
Tabel 2.1 Tabel Perbandingan Metode Pengolahan <i>Spent Caustic</i> .....	25
<b>BAB 3 .....</b>	<b>27</b>
<b>METODOLOGI.....</b>	<b>27</b>
3.1. Metode Analisis .....	27
3.2. Pengumpulan Data Pengolahan <i>Spent caustic</i> .....	28

3.3.	Analisis Kualitatif Proses Pengolahan Spent Caustic .....	28
3.4.	Analisis Kuantitatif Proses Pengolahan Spent Caustic .....	28
3.5.	Estimasi Biaya Proses Pengolahan Spent caustic .....	29
3.6.	Analisis Keekonomian .....	29
<b>BAB 4</b>	.....	<b>31</b>
<b>HASIL &amp; PEMBAHASAN</b>	.....	<b>31</b>
4.1.	Pemilihan Teknologi Untuk Pengolahan Gas .....	31
4.2.	Analisis Kandungan Spent Caustic .....	32
4.3.	Tingkat Kesiapan Teknologi .....	38
4.3.1.	Wet Air Oxidation .....	39
4.3.2.	Netralisasi Asam .....	43
4.3.3.	Oksidasi menggunakan Hidrogen Peroksida .....	46
4.3.4.	Insinerator .....	49
4.3.5.	Proses Pengolahan Biologis .....	51
4.4.	Aspek Operabilitas .....	51
4.5.	Perhitungan Biaya Investasi .....	52
4.6.	Perhitungan Kebutuhan Utilitas .....	53
4.7.	Perhitungan Biaya Operasi .....	55
<b>BAB 5</b>	.....	<b>61</b>
<b>KESIMPULAN DAN SARAN</b>	.....	<b>61</b>
5.1.	Kesimpulan .....	61
5.2.	Saran .....	61
LAMPIRAN	.....	65
LAMPIRAN-1	PERHITUNGAN %RECOVERY SULFUR	
LAMPIRAN-2	MATRIKULASI PENILAIAN	
LAMPIRAN-3	ANALISIS SENSITIVITAS	
LAMPIRAN-4	KEBUTUHAN UTILITAS	
LAMPIRAN-5	PERHITUNGAN BIAYA	

## DAFTAR TABEL

Tabel 1.1 Spesifikasi Spent caustic.....	2
Tabel 1.2 Baku Mutu Pembuangan Air Limbah Proses dari Kegiatan Pengolahan Minyak Bumi. ....	3
Tabel 2.1 Tabel Perbandingan Metode Pengolahan <i>Spent Caustic</i> .....	25
Tabel. 4.1 Kandungan Spent Caustic Fasilitas Pengolahan Gas “X” .....	33
Tabel. 4.2 Kandungan Sulfidic <i>Spent Caustic</i> .....	33
Tabel 4.3. Skala Potensial Oksidasi.....	47
Tabel 4.5.1 Hasil Perhitungan Biaya Investasi Tahap Perhitungan 1 .....	52
Tabel 4.5.2 Hasil Perhitungan Biaya Peralatan.....	52
Tabel 4.5.3 Hasil Perhitungan Total Biaya Investasi.....	53
Tabel 4.6.1 Hasil Perhitungan Kebutuhan Utilitas .....	54
Tabel 4.6.2 Hasil Perhitungan Kebutuhan Utilitas WAO, Pengolahan Biologis & Oksidasi Peroksida.....	54
Tabel 4.6.3 Kebutuhan Utilitas Fasilitas Pengolahan Gas “X” .....	55
Tabel 4.7.1 Hasil Perhitungan Biaya Operasi Tahap 1 .....	55
Tabel 4.7.2 Hasil Perhitungan Biaya Operasi Tahap 2.....	56
Tabel 4.8.1 Hasil Analisis Sensitivitas terhadap Nilai IRR Variabel CAPEX & OPEX.....	57
Tabel 4.8.2 Hasil Analisis Sensitivitas terhadap Nilai IRR Variabel CAPEX & OPEX .....	57
Tabel 4.9.1 Matrikulasi Pemilihan Spent Kaustik .....	59
Tabel 4.9.2 Matrikulasi Pemilihan Spent Kaustik .....	59

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1. Diagram Alir Proses Wet Air Oxidation Unit.....	9
Gambar 2.2 Diagram Alir Proses <i>Acid Neutralization</i> .....	11
Gambar 2.3. Diagram Alir Proses OHP .....	12
Gambar 2.4. Diagram Alir Proses Insinerator .....	13
Gambar 2.5. Diagram Fasilitas Pemrosesan Gas Alam .....	19
Gambar 3.1. Diagram Alir Analisa Pemilihan Teknologi Pengolahan Spent Caustic.....	27
Gambar 4.1 Diagram Alir Wet Air Oxidation. ....	39
Gambar 4.2. Kapasitas Pengolahan Spent Caustic dan Biaya Instalasi. ....	41
Gambar 4.3 Diagram Alir Netralisasi Asam .....	44
Gambar 4.4. Diagram Alir Oksidasi menggunakan Hidrogen Peroksida. ....	46
Gambar 4.5 Diagram Alir Insinerator. ....	49
Gambar 4.6 Diagram Alir Pengolahan Biologis. ....	51
Gambar 4.83. Hasil Analisis sensitivitas terhadap Nilai IRR Variabel CAPEX & OPEX untuk metode netralisasi asam.....	58
Gambar 4.84. Hasil Analisis sensitivitas terhadap Nilai IRR Variabel CAPEX & OPEX Kasus-1 .....	58
Gambar 4.85. Hasil Analisis sensitivitas terhadap Nilai IRR Variabel CAPEX & OPEX Kasus-2 .....	58

# BAB 1

## PENDAHULUAN

### 1.1. Latar Belakang

*Spent caustic* adalah larutan *scrubbing* yang umum digunakan dalam industri petrokimia dan kilang minyak bumi untuk menghilangkan komponen asam seperti hidrogen sulfide, asam kresilat, merkaptan dan asam naftenat dari aliran produk olahan. Setelah digunakan, *spent caustic* menjadi tantangan untuk pengolahannya sebelum dibuang ke lingkungan.

Hal ini disebabkan oleh sebagian besar komponen *spent caustic* yang berbahaya, berbau, dan korosif. *Spent caustic* tidak dapat diolah secara konvensional dengan pengolahan biologis, disebabkan karena karakteristiknya, yang memiliki bau menyengat, pH yang fluktuatif, terbentuk busa dan proses pengendapan padatan biologis yang susah. Persyaratan baku mutu sulit untuk dicapai karena beberapa kontaminan *spent caustic* tidak mudah terurai dengan pengolahan biologis.

Dalam Fasilitas Pengolahan Gas “X”, *spent caustic* merupakan salah satu buangan limbah cair. *Spent caustic* berasal dari *Caustic Treatment Unit*. Unit ini berfungsi untuk menangkap merkaptan yang terkandung dalam *raw gas* agar memenuhi spesifikasi *sales gas*.

*Sour gas* yang diolah dari sumur memiliki kandungan CO<sub>2</sub> sebesar 23 % (maximum), 7000 ppm H<sub>2</sub>S, 1700 ppm RSH dan 19.000 ppm Cl<sup>-</sup> serta beberapa kandungan impurities lainnya. Sedangkan spesifikasi *Sales gas* mengandung 5% CO<sub>2</sub> maksimum, 3 ppmv H<sub>2</sub>S dan 7lbs/MMSCF air serta merkaptan (RSH) 0.002 ppmv. Kapasitas *feed gas* sebesar 75 MMSCFD untuk memperoleh *sweet gas* sekitar 58.57 MMSCFD.

Kapasitas cadangan gas di lapangan yang akan diolah di Fasilitas Pengolahan Gas “X”, melalui pengujian pengeboran dan sertifikasi sumur gas dengan tingkat produksi sebesar 50 MMSCFD (*sales gas*) selama kurang lebih 15 tahun

Proses pengolahan yang berlangsung di Fasilitas Pengolahan Gas diawali dengan proses pemisahan antara gas, *condensate* dan air. Fluida yang berasal dari sumur (gas kondensat, air, *impurities*), melalui *flow line* diumpukan ke *Central Processing Plant* melalui header *manifold* dan dikirim ke *Gas Separation Unit* (GSU) untuk dipisahkan fasa minyak/kondensat dengan air. Fasa minyak/kondensat distabilkan di *Condensate Handling Unit* (CHU). Air terproduksi yang terbawa gas akan diolah dalam *Produced Water Injection System*, dengan cara memisahkan kandungan kondensat dan gas yang terbawa dan kemudian diinjeksikan ke sumur.

Gas keluaran GSU diolah di *Acid Gas Removal Unit* (AGRU) dan *Caustic Treatment Unit* (CTU) sehingga menghasilkan gas dengan kandungan CO<sub>2</sub> maksimum 5%, H<sub>2</sub>S 3 ppmv dan total sulfur 30 ppm. Fungsi dari unit AGRU adalah mengurangi kadar *impurities* dari gas keluaran GSU melalui absorpsi oleh pelarut yang berbasis Amine. Larutan kaustik jenuh yang dibuang dari *Caustic Treatment Unit(1)* dan *Biological Sulphur Recovery Unit(2)* disebut dengan *spent caustic*, dengan spesifikasi seperti terlihat pada Table 1.1.

*Spent caustic* yang telah diolah harus memenuhi baku mutu air limbah yang tertuang dalam Peraturan Menteri Lingkungan Hidup No. 19/2010 seperti terlihat pada Tabel.1.2.

**Tabel 1.1** Spesifikasi *Spent caustic*

Nomer Aliran	Unit	<1>	<2>
Mode Operasi		Intermittent	Kontinyu
Temperatur	° F	100-150	100-110
Tekanan	psig	ATM	ATM
Laju Alir Molar	lbmole/h	10-20	300-400
Laju Alir Massa	lb/h	300-350	6000-7000
Laju Alir Volume	m <sup>3</sup> /jam	850-900 gal/hari	2,5-3
Berat Molekul		20-25	15-20
Densitas	lb/ft <sup>3</sup>	70-75	65-70
Viskositas	cp	1.2-1.5	2-5
<b>KOMPOSISI</b>			
H <sub>2</sub> O	% - mole	90-92	95-96
Nitrogen	% - mole	0.009-0.015	0.0009-0.0012
M-Mercaptan	% - mole	0.20-0.25	0.0000
E-Mercaptan	% - mole	0.45-0.55	0.0000
2C3Mercaptan	% - mole	0.5-0.7	0.0000
NaOH	% - mole	6.8-7. 0	0.0000
Sodium (Na+)	% - mole	0.0000	2-2.5

Nomer Aliran	Unit	<1>	<2>
Bicarbonate ( $\text{HCO}_3^-$ )	% - mole	0.0000	1-1.2
Carbonate ( $\text{CO}_3^{2-}$ )	% - mole	0.0000	0.02-0.04
Sulphate ( $\text{SO}_4^{2-}$ )	% - mole	0.0000	0.3-0.5
Thiosulphate ( $\text{S}_2\text{O}_3^{2-}$ )	% - mole	0.0000	0.03-0.05
Elemental Sulfur	% - mole	0.0000	0.05-0.01
$\text{CO}_2$	% - mole	0.0000	0.008-0.01
<b>TOTAL</b>	% - mole	100.00	100.00

**Tabel 1.2** Baku Mutu Pembuangan Air Limbah Proses dari Kegiatan Pengolahan Minyak Bumi.

PARAMETER	KADAR MAKSIMUM (mg/L)	BEBAN PENCEMARAN MAKSIMUM (gram/m <sup>3</sup> )	METODE PENGUKURAN
BOD 5	80	80	SNI 06-2503-1991
COD	160	160	SNI 06-6989:2-2004 atau SNI 06-6989:15-2004 atau APHA 5220
Minyak & Lemak	20	20	SNI 06-6989.10-2004
Sulfida Terlarut (sebagai $\text{H}_2\text{S}$ )	0.5	0.5	SNI 06-2470-1991 atau APHA 4500-S2-
Amonia (sebagai $\text{NH}_3\text{-N}$ )	8	8	SNI 06-6989.30-2005 atau APHA 4500-NH3
Phenol Total	0.8	0.8	SNI 06-6989.21-2005
Suhu	45 <sup>o</sup> C		SNI 06-6989.23-2005
pH	6-9		SNI 06-6989.11-2004
Volume Air Limbah per satuan volume bahan baku maksimum	1000 m <sup>3</sup> per 1000 m <sup>3</sup> bahan baku minyak		

Berikutnya gas yang sudah diolah (*treated gas*) diturunkan kadar airnya menjadi 7 lb/MMSCF gas di *Dehydration Unit* dengan absorpsi menggunakan larutan glikol, agar memenuhi spesifikasi *sales gas*. *Acid gas* yang berasal dari AGRU akan dialirkan ke unit *Biological Sulfur Recovery Unit* (BSRU) untuk ditangkap  $\text{H}_2\text{S}$  nya dan dikonversi menjadi sulfur padat.

Penelitian mengenai pemilihan teknologi ini diperlukan untuk mengetahui korelasi antara metode pengolahan spent caustic dengan parameter yang ditinjau. Parameter yang dsitinjau meliputi kebutuhan utilitas, biaya investasi, biaya operasi dan komposisi gas. Dengan evaluasi dan analisis yang dilakukan dalam penelitian ini maka akan diperoleh metode pengolahan spent caustic yang efisien dan ramah lingkungan untuk diaplikasikan pada *Gas Processing facilities*.

Penelitian yang terkait dengan topic penelitian ini dilakukan oleh Bryan Kumfer, Chad Felch dan Clay Maugans dari Siemens Water Technology pada tahun 2010. Penellian tersebut berjudul “Pengolahan *Spent caustic* dengan *Wet*

*Air oxidation* di Kilang Minyak. Dalam penelitian tersebut membandingkan hasil pengolahan menggunakan metode *Wet Air oxidation* (untuk kondisi operasi temperature suhu rendah, sedang dan tinggi) dan metode netralisasi asam untuk kombinasi sulfidic, naphthanic dan cresylic spent caustic yang merupakan buangan dari proses pengilangan minyak bumi

Penelitian yang akan dilakukan bertujuan untuk mengolah limbah sulfidic spent caustic yang merupakan buangan dari gas processing facilities. Penelitian dengan topic yang diusulkan belum pernah dilakukan sebelumnya.

## 1.2. Perumusan Masalah

Permasalahan saat ini yang dihadapi adalah menentukan teknologi pengolahan *spent caustic* yang sesuai dengan kebutuhan Fasilitas Pengolahan Gas “X”, agar dapat memenuhi baku mutu air limbah sesuai dengan Peraturan Menteri Lingkungan Hidup No 19/2010. Metode pengolahan yang akan diterapkan sesuai dengan desain pada fase proposal adalah menggunakan *Wet Air Oxidation*. Namun metode ini memerlukan tekanan dan suhu tinggi untuk mengoksidasi *spent caustic*. Hal ini mengakibatkan besarnya biaya utilitas. Maka untuk itu, dicari metode alternatif yang lebih efisien dan ramah lingkungan.

Dengan adanya permasalahan tersebut, ada beberapa alternatif metode yang akan diaplikasikan untuk pengolahan *spent caustic* yaitu:

1. Pengolahan dengan *Wet Air Oxidation*
2. Pengolahan dengan oksidasi senyawa hydrogen peroksida
3. Pengolahan dengan netralisasi asam
4. Pengolahan dengan incinerator
5. Pengolahan dengan biologis

Perbandingan antar opsi implementasi teknologi di atas akan dipaparkan, yang secara garis besar meliputi analisis kualitatif dan kuantitatif dengan parameter evaluasi yang digunakan adalah kebutuhan utilitas, biaya investasi, biaya operasi dan karakteristik gas. Perusahaan diharapkan akan mendapat implementasi teknologi yang paling optimum. Studi ini akan memberikan rekomendasi tentang aplikasi teknologi yang tepat sasaran.



### 1.3. Tujuan Penelitian

Mengetahui metode pengolahan spent caustic yang tepat untuk gas processing facilities

### 1.4. Batasan Masalah

Batasan masalah untuk penelitian ini adalah:

1. Teknologi yang akan ditinjau untuk pengolahan *spent caustic* yang terdiri atas 5 metode yaitu :
  - a. *Wet Air Oxidation*
  - b. Netralisasi Asam
  - c. Hidrogen Peroksida sebagai oksidator
  - d. Insinerator
  - e. Biologis
2. Komposisi gas yang akan ditinjau berasal dari sumur Fasilitas Pengolahan Gas "X" .
3. Parameter yang digunakan dalam evaluasi meliputi kebutuhan utilitas, biaya investasi, biaya operasi dan karakteristik gas.

### 1.5. Sistematika Penulisan

Penelitian ini akan dipaparkan dengan sistematika sebagai berikut:

#### BAB 1 PENDAHULUAN

Bab ini akan menjelaskan latar belakang permasalahan, rumusan masalah, tujuan penelitian dan metode penelitian.

#### BAB 2 TINJAUAN KEPUSTAKAAN

Bab ini akan memaparkan teori dan fakta-fakta aplikasi dalam industri pengolahan *spent caustic* yang akan digunakan untuk membantu membahas permasalahan yang ada.

#### BAB 3 METODOLOGI PENELITIAN

Bab ini akan menjelaskan metode yang akan digunakan dalam penelitian.

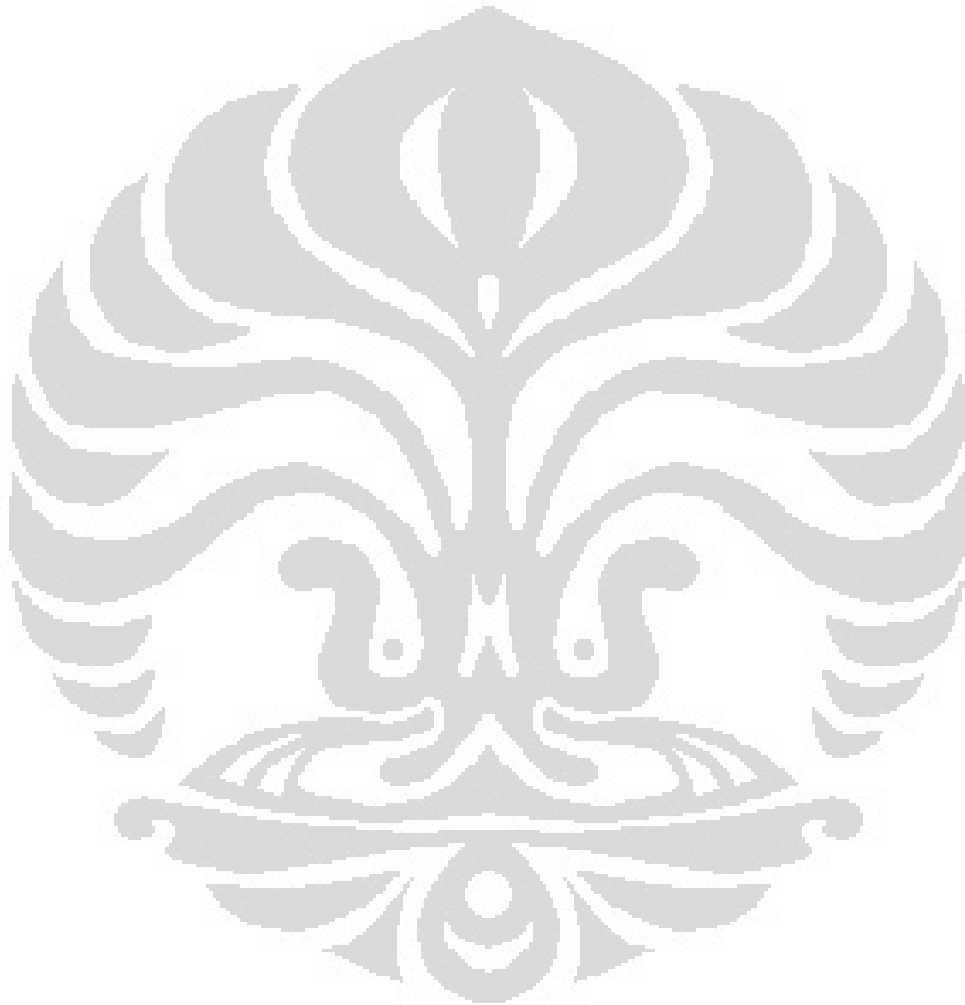
#### BAB 4 ANALISIS DATA

Bab ini berisi analisis untuk masing-masing parameter yaitu aspek kebutuhan utilitas, biaya investasi, biaya operasi dan karakteristik

gas untuk setiap teknologi yang ditinjau. Analisis yang dilakukan, meliputi analisa kualitatif dan kuantitatif untuk memperoleh teknologi yang efisien dan ramah lingkungan untuk diaplikasikan.

## BAB 5 KESIMPULAN DAN SARAN

Bab ini berisi kesimpulan dan saran yang dirumuskan berdasarkan analisis dan pemecahan masalah.



## BAB 2 TINJAUAN PUSTAKA

### 2.1. *Spent Caustic*

*Spent Caustic* diklasifikasikan menjadi tiga kategori umum yaitu *Sulfidic, cresylic, dan naphthenic*:

- *Spent caustics sulfidic* dihasilkan dari *scrubbing* kaustik etilen atau LPG (Light Petroleum Gas) produk mengandung konsentrasi tinggi sulfida dan merkaptan.
- *Spent caustics cresylic*, dihasilkan saat *scrubbing gasoline* dalam proses *fluidized bed catalytic cracking* mengandung senyawa organik dengan konsentrasi tinggi termasuk phenol dan kresol. Jenis *spent caustic* ini mengandung sulfide dan merkaptan.
- *Spent caustic naphtaenic*, dihasilkan dari *scrubbing* kerosin dengan produk diesel mengandung konsentrasi tinggi senyawa polisiklik organik alifatik seperti asam naftenat.

Berdasarkan jenis dan kuantitas produk yang dihasilkan, kilang mungkin memiliki berbagai jumlah dari masing-masing kategori *spent caustic* yang membutuhkan pengolahan. Dalam beberapa kasus *Spent caustic* dikombinasikan untuk menghasilkan campuran. Ada beberapa isu dengan pengolahan aliran *spent caustic* yang digunakan:

- Sulfida dan merkaptan memiliki bau yang sangat kuat. Ambang batas bau untuk jenis senyawa ini umumnya dalam urutan besarnya bagian per miliar. Selain itu, berdasarkan OSHA, senyawa ini dianggap sangat beracun dan dapat berpotensi berbahaya untuk personil pabrik. Hal ini berlaku terutama dalam proses dimana *spent caustic* diolah dengan proses netralisasi asam yang menyebabkan hidrogen sulfida dan gas merkaptan akan dikeluarkan.
- Konsentrasi tinggi dari fenol dalam air limbah *spent caustic* dapat menimbulkan masalah dalam proses pengolahan biologis. Fenol dalam konsentrasi serendah 400 mg/l telah terbukti dapat menghambat penguraian COD, amonia dan fosfor juga berdampak negatif terhadap

karakteristik pengendapan *sludge*. Perlu dicatat bahwa dalam banyak kilang, spent caustic mengandung asam cresylic dalam proses batch. Hal ini dapat menyebabkan pelepasan periodik dari fenol dan kresol ke unit pengolahan air limbah. Telah dilaporkan bahwa pembuangan limbah mendadak yang mengandung fenol konsentrasi tinggi menjadi penghambat sistem pengolahan biologis.

- Aliran *spent caustic* sering mengandung berbagai senyawa yang biorefractory. Tinjauan pustaka menunjukkan bahwa asam naftenat memiliki biodegradasi terbatas dalam proses pengolahan biologis konvensional. Asam naftenat memiliki karakteristik berbusa yang dapat membuat masalah ketika aerasi atau pengadukan selama pengolahan biologis.
- *Spent caustic* yang belum diolah memiliki nilai *Chemical Oxygen Demand (COD)*, di kisaran 15 g/L atau lebih besar dari 400 g/L. Tergantung pada volume *Spent caustic* yang ada, hal ini dapat mengakibatkan beban COD yang besar pada hilir proses biologis.

Metode yang paling umum untuk mengolah spent caustic adalah *Wet Air Oxidation (WAO)* dan netralisasi asam, dengan pengolahan biologis sebagai pengolahan pendahuluan (*pre-treatment*) atau sebagai pengolahan lanjutan (*after treatment*).

Untuk mengolah kaustik tanpa pengolahan awal, *spent caustic* harus dinetralkan dalam rentang pH sekitar 6-9. Pada rentang pH ini, banyak komponen kaustik yang dilepaskan dalam bentuk gas beracun seperti hidrogen sulfida dan merkaptan. Komponen lain seperti asam naftenat memiliki potensi untuk membentuk lapisan non-air minyak larut pada netralisasi dan menyebabkan adanya busa. Selain itu, fenol dan kresol hadir sebagai asam cresylic menjadi *inhibitor* dalam pengolahan biologis seperti busa dan menghambat pengendapan.

Dalam penelitian ini dilakukan pengujian terhadap hasil pengolahan *spent caustic* menggunakan metode *Wet Air Oxidation* dan netralisasi asam. Pengujian menggunakan WAO dilakukan pada suhu rendah, sedang dan tinggi. Hasil pengujian ini menunjukkan bahwa WAO dengan kondisi operasi pada suhu tinggi merupakan metode terbaik yang untuk diaplikasikan pada *refinery spent caustic*.

WAO pada temperature tinggi mampu mengolah buangan yang mengandung konstituen naptha juga dapat mengolah *spent caustic* yang mengandung konstituen *sulfidic* dan *cresylic*. (Kumfer,2010).

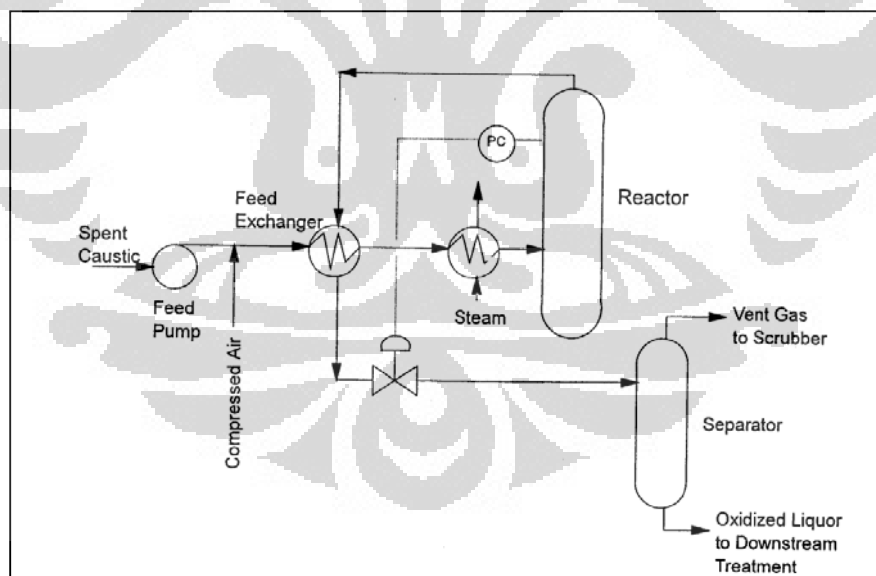
*Spent caustic* yang kedua berasal dari *Biological Sulphur Recovery Unit (BSRU)* atau disebut *bleed*. *Bleed* dikeluarkan dari *Filtrat Tank* untuk mencegah akumulasi produk samping dari reaksi penguraian secara biologis yang berlangsung di bioreactor dari absorbs gas asam yang berasal dari *Acid gas Removal Unit (AGRU)*.

## 2.2. Teknologi Pengolahan Spent Caustic

### 2.2.1. Wet Air Oxidation

*Wet air oxidation* menggunakan molekul oksigen pada suhu dan tekanan tinggi untuk memperlebar jangkauan pengolahan. Tingginya kelarutan dan difusi oksigen dalam larutan pada suhu tinggi memberikan kekuatan pendorong yang kuat untuk oksidasi.

Diagram Alir Proses ditunjukkan dalam Gambar 2.1.



**Gambar 2.1.** Diagram Alir Proses Wet Air Oxidation Unit(Stephenson, 1998)

Skema alur proses ditunjukkan dalam Gambar 2.1. *Spent caustic* yang dihasilkan dari pabrik etilen, berbau dan disimpan dalam tangki dengan

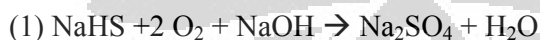
*blanketing* nitrogen atau dengan atap *floating*. Larutan dalam tangki bertekanan 14-30 barg. *Spent caustic* dan campuran udara dialirkan ke sistem penukar panas untuk menaikkan suhu campuran untuk memenuhi suhu inlet reaktor yang diperlukan. Penukar panas pertama adalah penukar panas feed/effluent yang memanfaatkan panas dari keluaran reaktor untuk memanaskan aliran yang masuk.

*Spent caustic* dan aliran udara yang sudah dipanaskan masuk reaktor di mana berlangsung oksidasi sulfida. Udara bertekanan tinggi digunakan sebagai oksidan. Reaktor beroperasi pada suhu tinggi dan tekanan tinggi. Waktu tinggal dalam reaktor adalah sekitar 1 jam. Uap diinjeksikan kedalam reaktor untuk mempertahankan suhu reaktor dan pada saat *start up*. Pada tekanan operasi yang lebih tinggi, sebagian bahan berminyak dan polimer juga teroksidasi. *Fouling* juga berkurang dibandingkan dengan sistem tekanan rendah. Pada operasi dengan tekanan tinggi, oksida sulfida, merkaptan di emisikan dalam *vent gas*.

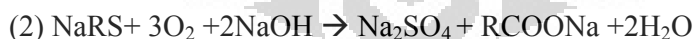
Setelah bereaksi, keluaran reaktor dilewatkan ke *Heat Exchanger* untuk diturunkan temperaturnya, menggunakan media pendingin *cooling water*. Seiring dengan laju penurunan temperatur, tekanan aliran juga berkurang, sehingga gas yang tidak terkondensasi dapat dipisahkan. Fase liquid di kombinasikan dengan air digunakan sebagai penyerap *off gases* yang berasal dari sisa kontaminan. Asam ditambahkan ke stream untuk penyesuaian pH.

Tekanan dan temperatur tinggi memungkinkan oksidasi fasa cair dari buangan kaustik untuk mengubah polutan yang beracun menjadi natrium karbonat, natrium sulfat dan air.

Oksidasi sulfida terjadi melalui reaksi sebagai berikut :



Merkaptan dioksidasi berdasarkan reaksi berikut:



Oksidasi organik secara umum menghasilkan pembentukan sodium karbonat, air dan asam karboksilat dengan berat molekul rendah.

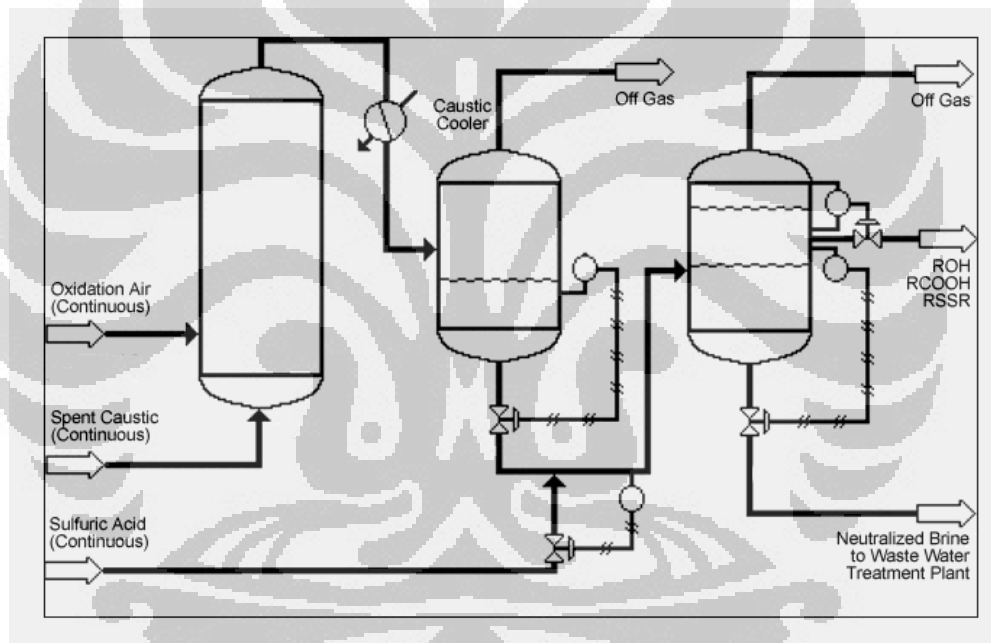
Proses oksidasi tekanan tinggi merupakan kemajuan di bidang teknologi yang efektif mengolah limbah spent caustic. Sebuah unit menggunakan proses tekanan oksidasi yang tinggi akan mengoksidasi lebih dari 99% dari sulfida dan merkaptan menjadi sulfat. *Effluent* yang diolah dari unit oksidasi kaustik,

memiliki kandungan residu organik terlarut yang rendah dan dapat mudah terdegradasi di unit pengolahan biologis bila dicampur dengan air limbah plant lainnya. (Stephenson, 1998)

### 2.2.2. Netralisasi Asam

Pada metode netralisasi asam, *spent caustic* dicampur dengan udara oksidasi dan dinetralisasi asam sulfat sebagai oksidator. Reaksi kimia netralisasi menghasilkan ROH, RCOOH dan RSSR.

Proses pengolahan dengan metode netralisasi asam dapat dilihat pada Gambar 2.2.



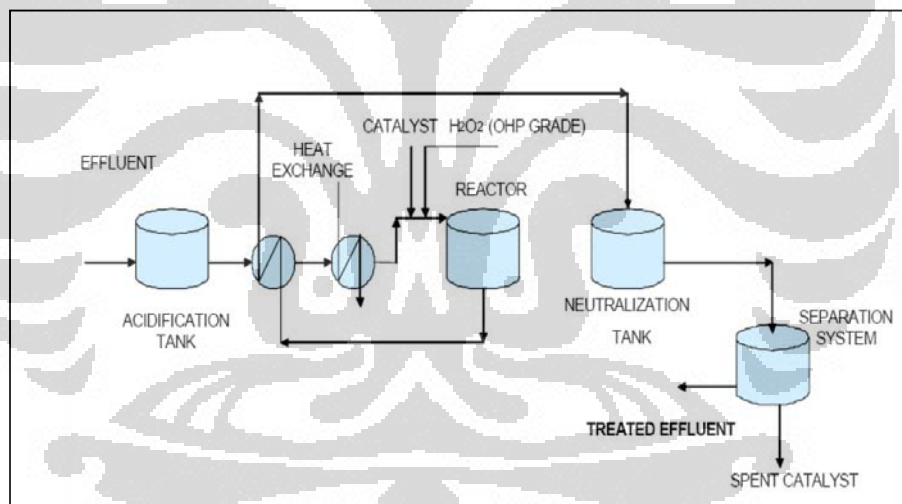
**Gambar 2.2** Diagram Alir Proses *Acid Neutralization* (Suarez,2011)

*Spent caustic* dicampur dengan udara oksidasi di dalam bejana. *Spent caustic* yang teroksidasi didinginkan dan kemudian mengalir ke separator. Gas yang terpisahkan dialirkan ke *Thermal Oxidator*, cairan yang dipisahkan dialirkan ke reaktor, sebelum memasuki reaktor cairan yang dipisahkan dicampur terlebih dahulu dengan asam sulfat sebagai penetral.

Reaksi kimia netralisasi menghasilkan ROH, RCOOH dan RSSR sebagai produk sampingan. Senyawa ini akan dikirim ke Tangki penyimpanan *Disulfide Oil*. (Suarez,2011)

### 2.2.3. Oksidasi dengan Hidrogen Peroksida

Hidrogen peroksida digunakan untuk mengoksidasi kontaminan organik dan senyawa anorganik seperti sulfide dan mercaptan menggunakan radikal hidroksil. Proses ini telah dioptimalkan untuk menjaga kebutuhan energi minimum. Oksidasi bahan organik terjadi pada tekanan gauge dari  $1 \text{ kg/cm}^2$  sampai  $1,5 \text{ kg/cm}^2$ . Suhu dalam reaktor dipertahankan pada  $116 \text{ }^\circ\text{C}$  dengan memberikan *hot oil* untuk jaket reaktor sebagai pengontrol suhu. Proses pengolahan menggunakan hydrogen peroksida sebagai oksidator dijelaskan pada Gambar 2.3 berikut.



**Gambar 2.3.** Diagram Alir Proses OHP (Forret,2011)

Pada segmen reaktor, OHP campuran, reagen dan katalis diumpankan ke reaktor. Setelah waktu kontak yang ditetapkan sebelumnya dalam reaktor, efluen yang akan diolah dikirim ke tangki netralisasi. Setelah naik nilai pH di atas 7, katalis *spent caustic* dan endapan dipisahkan dari *clarified water* dengan *thickening* dan *pressing*. Residu *spent caustic*, serta konstituen anorganik lain yang mungkin mengendap adalah hasil proses OHP. Ini dengan mudah dapat dibuang, mengingat volume relatif kecil dan tidak beracun.

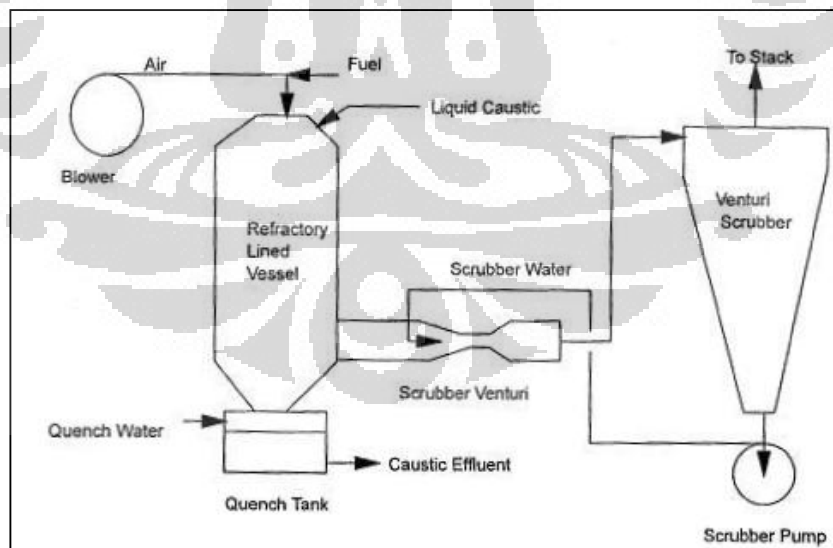


Kondisi operasi pada proses OHP lebih rendah jika dibandingkan dengan sistem oksidasi kimia lain yang mengandalkan udara atau oksigen untuk mengoksidasi senyawa organik. Oleh karena itu memungkinkan pengolahan limbah dengan cara yang lebih aman dan ekonomis.

Untuk menjamin keselamatan operasi, control parameter yang dipilih akan dilakukan secara otomatis. Variabel kontrol yang dipilih mempengaruhi keselamatan operasi. Semua bagian dalam proses OHP dikontrol secara automatic dilengkapi dengan *Emergency Shut Down (ESD) logic* untuk mencegah terjadinya kecelakaan proses. Jika deviasi dari *set point* yang telah ditentukan melampaui batas toleransi maka, *emergency shutdown logic* akan berfungsi secara otomatis untuk mengamankan proses. (Forret, 2011)

#### 2.2.4. Insinerator

Buangan kaustik dapat diolah secara termal menggunakan insinerator. Komponen organik buangan kaustik terbakar menjadi  $\text{CO}_2$  dan  $\text{H}_2\text{O}$  dan komponen organik dikonversi menjadi garam lelehan. Gambar 2.4 menunjukkan skema aliran utama dari proses insinerator.



**Gambar 2.4.** Diagram Alir Proses Insinerator (Stephenson, 1998)

Limbah terurai pada suhu tinggi (800-1000 ° C). Pada proses pengolahan menggunakan insinerator, suhu tungku harus dikontrol suhu yang cukup tinggi untuk menguapkan  $\text{Na}_2\text{S}$ ,  $\text{NaHS}$  dan  $\text{NaRS}$ . Selain suhu, waktu tinggal tungku harus cukup lama untuk memungkinkan untuk oksidasi lengkap dari sulfida dan merkaptan untuk sulfat.

Komponen organik dari pembakaran *spent caustic* menghasilkan  $\text{CO}_2$  dan  $\text{H}_2\text{O}$ , dan komponen anorganik dikonversi ke garam cair. Gas buang insinerator ini adalah didinginkan dengan sistem pendinginan mendadak (*quenching cooler*) untuk menghilangkan partikulat.

*Quenching* menyebabkan turbulensi tinggi dan meningkatkan pencampuran antara fase cair dan gas mengakibatkan transfer panas dan massa berlangsung cepat. Gas yang keluar mengandung uap air yang menguap selama pendinginan. Garam-garam inert anorganik terlarut dalam tangki pelarutan untuk membentuk slurry untuk dibuang. Reaksi oksidasi berlangsung dalam fasa uap dalam tungku.

Sebuah sistem insinerasi terdiri atas *down fired refractory lined insinerator water jacket*, *downcomer*, *quenching tank*, *quench separator*, *venturi scrubber* dan *venturi scrubber separator*.

Kemungkinan nilai COD keluaran sangat rendah. Namun, biaya operasi yang sangat tinggi relatif terhadap sistem lain dan hanya ada sedikit aplikasi komersial insinerasi dalam pengolahan *spent caustic*. (Stephenson, 1998)

#### 2.2.5. Pengolahan Limbah Secara Biologis

Senyawa organik pada dasarnya terdiri atas unsur-unsur Carbon (C), Oksigen(O) dan Hidrogen (H) serta kadang-kadang juga dijumpai unsur Nitrogen(N). Senyawa organik yang terbentuk dari unsur-unsur C,O dan H lebih dikenal dengan *Carboneous Organic*, sedangkan senyawa organik dengan unsur Nitrogen atau *Nitrogenous organic*.

Di alam, khususnya badan air seperti disungan maupun danau, secara alamiah hidup mikroorganisme pembusuk atau bakteri yang berfungsi untuk menguraikan senyawa organik yang masuk ke badan air tersebut. Dalam pelaksanaan tugasnya, baketri aerob membutuhkan oksigen yang akan terpenuhi

dari oksigen terlarut, dan kecepatan penurunan konsentrasi oksigen tersebut secara lamiah selalu seimbang dengan oksigen baru yang dipasok oleh lingkungan lingkungan sekitarnya.

Disamping Oksigen, untuk pertumbuhannya bakteri juga membutuhkan unsur carbon (C) yang dipasok oleh senyawa organik yang ada dalam air, dan dengan diambilnya unsur C dari rantainya pada senyawa organik yang ada dalam air dan dengan diambilnya unsur C dari rantainya pada senyawa organik, menyebabkan senyawa organik terurai. Tetapi dengan masuknya senyawa organik yang berlebih dari limbah cair kegiatan usaha/ industri menyebabkan suplai unsur carbon (C) berlebih dan mempercepat pertumbuhan bakteri pengurai. Pertumbuhan yang sangat cepat ini akan meningkatkan kebutuhan oksigen, sehinggakeseimbangan suplai oksigen dari udara terganggu menyebabkan turunnya kandungan oksigen terlarut (*Dissolved Oxygen-DO*). Pada kandungan oksigen terlarut mendekati nol bakteri pembusuk an aerob akan berfungsi membentuk gas  $CH_4$ ,  $NH_3$  dan  $H_2S$  yang berbau busuk dan mengganggu kehidupan bagi biota air lainnya maupun lingkungan sekitarnya. Oleh karena itu, kandungan bahan organik dalam air limbah yang dihitung sebagai  $BOD_5$ (Biochemical Oxygen Demand) merupakan salah satu parameter utama dalam baku mutu lingkungan air.  $BOD_5$  atau oksigen yang dibutuhkan oleh biologis untuk mengoksidasi bahan organik yang dapat di biodegradasi pada masa inkubasi selama 5 hari pada temperatur  $20^\circ C$ . Selain  $BOD_5$  juga digunakan parameter ukur COD (Chemical Oxygen Demand) yaitu oksigen yang dibutuhkan oleh bikroomat untuk mengoksidasi bahan kimia organik dalam air limbah, baik yang bersifat biodegradasi maupun nondegradasi.

Mekanisme di alam ini yang kemudian diterapkan dalam sistem pengolahan limbah cair organik yaitu dengan menumbuhkan mikroorganisme pengurai sesuai dengan karakteristik air limbah. Reaksi umum dengan mikroorganisme berlangsung sebagai berikut :



Agar diperoleh pertumbuhan mikroorgainsme sesuai dengan yang diinginkan, data dasar yang harus diketahui adalah :

-laju reaksi penguraian bahan organik atau substrat

-laju pembentukan sel baru atau biomassa

Untuk menentukan bentuk umum laju peruraian substrat maupun laju pembentukan biomassa model *Michaelis-Menten*. (Effendi,2005)

#### 2.2.6. Pengolahan Limbah dengan Koagulasi-Flokulasi & Presipitasi

Koloid didalam air limbah dapat bersifat hidrofobik atau hidrofilik. Koloid hidrofobik seperti tanah liat mudah dikoagulasi. Sementara koloid hidrofilik seperti protein menolak koagulasi karena partikel koloidnya diselimuti oleh air.

Koloid umumnya stabil sekali dan mempunyai muatan listrik tertentu, positif atau negative. Hal inilah yang menyebabkan penggabungan koloid satu dengan lainnya menjadi sulit. Penambahan ion-ion yang berlawanan muatan listriknya dari koloid akan menjadikan kondisi stabilitas koloid berkurang (koagulasi) dan memudahkan usaha penggabungan diantara koloid-koloid tersebut. Flok atau gabungan koloid tersebut mempunyai ukuran yang lebih besar sehingga lebih mudah dipisahkan, baik dengan cara pengendapan (sedimentasi), bila densitasnya lebih besar dari air atau mengapung (floatasi) bila sebaliknya. Proses penggabungan koloid tersebut adalah flokulasi..

Untuk koloid yang bermuatan negatif, koagulan yang sering digunakan adalah alum,  $Al_2(SO_4)_3 \cdot 18 H_2O$ , flok alum kecil kelarutannya pada pH 7.0. muatan flok adalah positif pada pH 7,6 dan negative pada pH diatas 8.2.

Garam feri juga dipakai sebagai koagulan, akan tetapi mempunyai kelemahan yaitu sulit dalam penanganannya. Muatan flok adalah positif pada pH 6,5- 8.0. Keberadaan anion mengganggu flokulasi. Ion sulfat meningkatkan kisaran asam akan tetapi mengurangi kisaran basanya. Sementara ion klorida meningkatkan kedua kisaran tersebut.

*Coagulant aids* dapat ditambahkan ke dalam sistem koagulasi untuk meningkatkan flokulasi-presipitasi, meskipun secara tersendiri dapat pula berfungsi sebagai koagulan. Contoh *coagulant aids* adalah poly-electrolite, suatu polimer organik dengan berat molekul tinggi yang mempunyai gugus-gugus fungsional yang dapat mengadsorpsi koloid dan membentuk jembatan diantara flok-flok.

Koagulasi dapat dilakukan pada berbagai industri contohnya industri kertas dengan dosis alum yang relatif rendah. Untuk mempercepat pengendapannya dapat ditambahkan silica atau polyelectrolyte. Emulsi minyak dapat ditambahkan koagulan, yang sebelumnya dilakukan pemecahan emulsi, misalnya dengan menambahkan  $\text{CaCl}_2$  atau dengan menurunkan pH larutan. (Effendi,2005)

### 2.3. Kebutuhan Utilitas

Utilitas merupakan sarana penunjang pada proses utama yang ada dalam plant ini, sehingga kapasitas produksi dapat dicapai sesuai yang diinginkan yang meliputi air pendingin, media pemanas (*hot oil*), bahan bakar dan lain-lain. (Timmerhaus, 1991)

Area utilitas dan offsite dari Fasilitas Pengolahan Gas “X”, terdiri dari *Produced Water Injection Unit, Sulfur Storage and Packaging Unit, Fuel Gas system, Hot Oil system, Domestic and Demineralized Water Unit, Instrument air dan Plant air system, Diesel Fuel Oil system, Flare & Liquid Disposal system, Fire water system, Close drain system, dan Open Drain system.*

### 2.4. Karakteristik Gas Alam

Gas alam mentah berasal dari salah satu dari tiga jenis sumur: sumur minyak mentah, sumur gas, dan sumur kondensat. Gas alam yang berasal dari sumur minyak mentah biasanya disebut *associated gas*. Gas ini dapat memiliki ada sebagai gas pelindung di atas minyak mentah di formasi bawah tanah, atau bisa saja larut dalam minyak mentah.

Gas alam dari sumur gas dan kondensat dari sumur, di mana ada minyak mentah sedikit atau tidak, disebut *non associated gas*. Sumur gas biasanya hanya memproduksi gas alam mentah, sementara sumur menghasilkan gas kondensat alam mentah bersama dengan hidrokarbon berat molekul rendah. Berupa liquid pada kondisi ambient (pentana dan fraksi yang lebih berat) disebut kondensat gas alam.

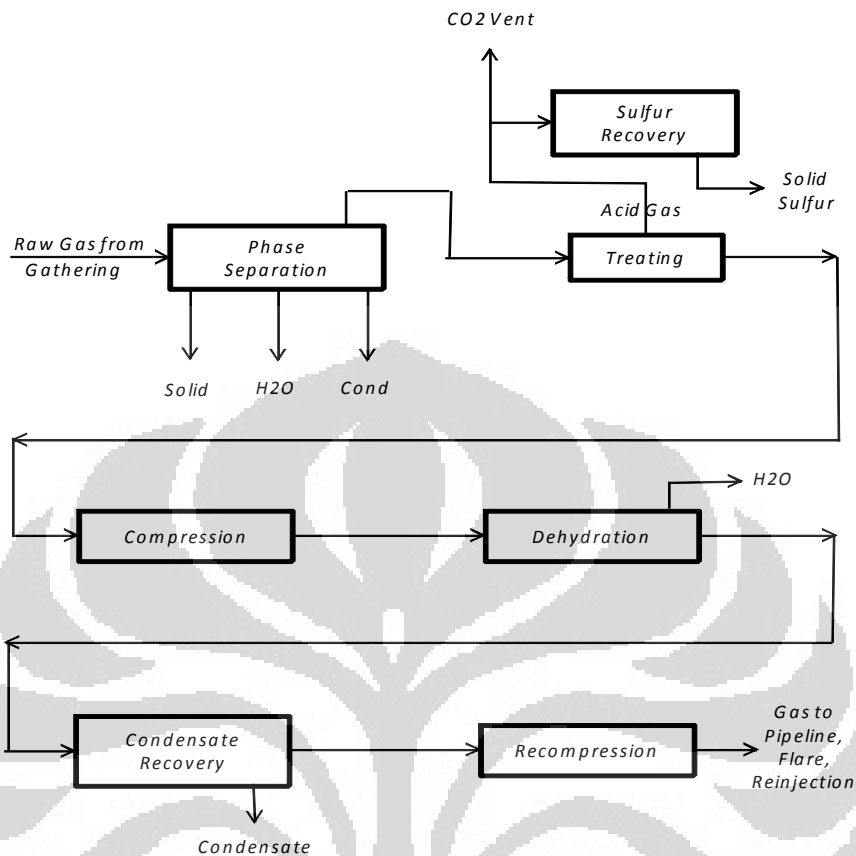
Gas alam disebut *sweet gas* ketika relatif bebas dari hidrogen sulfida, dan gas yang tidak mengandung hidrogen sulfida disebut gas asam (Campbell, 1998).

## 2.5. Proses Produksi Gas Alam

Gas alam adalah gas yang mengandung unsur utama *methane*. Gas ini biasa ditemukan bercampur dengan sumber energi lain misalnya dalam *oil field*, *coal bed* ataupun ditemukan tidak bercampur dengan sumber energi lain misalnya dalam *natural gas field*. Gas alam merupakan sumber energi yang penting karena relatif lebih ramah lingkungan dibandingkan sumber energi lain yang berasal dari fosil (Jackson et al, 2008). Selain sebagai sumber bahan bakar yang sangat penting, gas alam juga merupakan *feedstock* untuk *petrochemical plant* dan *fertilizer plant*. (Guo, 2005)

Gas alam dihasilkan dari sumur-sumur gas atau sumur-sumur minyak dan biasanya mengandung gas alam, condensate, oil dan air serta beberapa unsur lain seperti *hydrogen sulfide* ( $H_2S$ ) dan *carbon dioxide* ( $CO_2$ ). Pada dasarnya proses pengolahan gas alam adalah memisahkan gas alam dari unsur dan material lain yang tidak diperlukan. *Methane* merupakan unsur utama dari gas alam, sehingga pemrosesan gas alam juga bertujuan untuk memaksimalkan kandungan *methane* di dalam gas alam. Untuk spesifikasi gas yang akan dijual (*sales gas*) ditentukan dalam suatu kontrak jual beli dengan memuat batasan-batasan untuk unsur-unsur tertentu, misalnya ketentuan mengenai kandungan minimal *methane*, ketentuan mengenai kandungan maksimal  $H_2S$  dan  $CO_2$ . Maka fasilitas pemrosesan gas alam mempunyai tujuan utama untuk menghasilkan gas alam yang memenuhi ketentuan-ketentuan dalam kontrak jual beli gas.

Secara garis besar, fasilitas pemrosesan gas alam adalah seperti Gambar 2.5 berikut:



**Gambar 2.5.** Diagram Fasilitas Pemrosesan Gas Alam

Gas alam yang dihasilkan dari sumur-sumur dipisahkan di unit *separation* dari material-material yang terikut yaitu *solid*, *water*, dan *condensate*. Kemudian diproses selanjutnya dalam unit *treating* untuk menghilangkan  $H_2S$  dan  $CO_2$ . Biasanya  $CO_2$  akan dibuang ke udara dan  $H_2S$  akan diolah lebih lanjut menjadi Sulfur padat. Gas alam hasil dari unit *treating* dinaikkan tekanannya (jika diperlukan) di unit *compression* dan selanjutnya diolah lebih lanjut di unit *dehydration* untuk mengurangi kandungan air dalam gas alam. *Hydrocarbon* lain selain *methane*, yaitu *ethane*, *propane* dan *hydrocarbon* lain yang lebih berat dikurangi kandungannya di dalam unit *condensate recovery*. Selanjutnya gas alam dinaikkan lagi tekanannya (jika diperlukan) di dalam unit *recompression* sebelum dialirkan ke pembeli menggunakan sistem perpipaan (*pipeline*).

Secara umum, peningkatan kebutuhan akan gas alam yang berharga lebih murah dan ramah lingkungan salah satunya adalah karena didorong oleh peningkatan harga minyak. (Departemen ESDM,2008).

Industri gas alam cukup menjanjikan untuk berinvestasi meskipun ada beberapa hal yang membuat industri ini spesifik. Salah satunya adalah, gas alam adalah produk yang *non-branded* sehingga *differentiation* tidak bisa dilakukan untuk industri ini. Kompetisi antar perusahaan untuk industri ini tidak disebabkan oleh keunggulan pengetahuan mengenai industri ini, tetapi secara umum kompetisinya hanyalah dalam *tender* untuk mendapatkan hak pengelolaan blok yang bisa menghasilkan gas alam tersebut dan penggunaan keahlian dalam pengembangan bloknnya (Jackson, 2008).

## 2.6. **Biaya Investasi**

Biaya modal tidak termasuk biaya tenaga kerja kecuali untuk tenaga kerja yang digunakan untuk konstruksi. Tidak seperti biaya operasi, biaya modal satu kali biaya, meskipun pembayaran dapat tersebar selama bertahun-tahun dalam laporan keuangan dan laporan pajak. Biaya modal tetap dan karena itu independen dari tingkat output.

*Total Capital Investment* (TCI) adalah jumlah dana keseluruhan yang dibutuhkan sebagai investasi awal dari sebuah pabrik. Tujuan dari perhitungan TCI adalah mengetahui kelayakan pembangunan investasi dan keuntungannya. Biaya total modal investasi (TCI) terdiri Modal tetap (*Fixed Capital Investment*, FCI) dan Modal kerja (*Working Capital Investment*, WCI).

*Fixed Capital Investment* (FCI), merupakan modal yang diperlukan untuk instalasi alat proses dengan semua perlengkapan yang dibutuhkan untuk melengkapi operasi proses. Pengeluaran untuk perpipaan, instrumentasi, insulasi, pondasi dan persiapan lahan adalah contoh biaya yang termasuk *Fixed Capital Investment* (FCI). Modal tetap juga dibutuhkan untuk konstruksi dan seluruh komponen *plant* yang secara tidak langsung terkait ke proses operasi, yang didesain bukan termasuk biaya manufaktur dari modal tetap (FCI).

*Working Capital Investment* (WCI), terdiri atas jumlah uang yang diinvestasikan dalam bentuk bahan mentah dan suplai pengiriman, pengiriman



produk, termasuk pajak dan biaya untuk menjaga agar aliran kas tetap positif dari selisih waktu penerimaan pendapatan dan pembayaran yang harus dikeluarkan, meliputi pajak, pembelian barang mentah, gaji karyawan dan lain-lain (Timmerhaus, 1991).

## 2.7. Biaya Operasi

Biaya operasi untuk industri *refinery* (merupakan industri yang sejenis dengan industri gas alam) secara umum adalah sebagai berikut: [20]

### a. Variable Cost

Yaitu *cost* yang secara proporsional langsung berkaitan dengan jumlah produk yang dihasilkan. Yang termasuk di dalam *variable cost* ini adalah:

- Bahan kimia dan bahan konsumsi lainnya
- Bahan bakar dan energi, termasuk listrik

### b. Fixed Cost

Yaitu *cost* yang tidak proporsional langsung berkaitan dengan jumlah produk yang dihasilkan. Biaya tetap terdiri atas yaitu *factory overhead* (bahan tidak langsung, tenaga kerja tidak langsung, utilitas kantor dan sarana selain pabrik, asuransi dan depresiasi) yang tidak terpengaruh oleh kapasitas (Timmerhaus, 1991).

## 2.8. Evaluasi Keekonomian

### 2.8.1. Net Present Value (NPV)

NPV menunjukkan nilai absolute keuntungan (*earning power*) dari modal yang diinvestasikan pada pabrik, yaitu total pendapatan dikurangi biaya selama proyek.

Bentuk persamaan NPV adalah :

$$NPV = \sum_{t=0}^n \left( \frac{X_t}{(1+i)^t} \right) \dots$$

Dimana :

$X_t$  : Cash flow ditahun ke-t

$I$  : suku bunga (discount rate)

Penyelesaian bukan secara trial & error, tetapi dengan memperhitungkan nilai waktu dan uang, serta dapat pula mempertimbangkan resiko. NPV dihitung dengan menggunakan discount rate sama dengan *marginal average rate of return*. *marginal average rate of return*.

Arti dari perhitungan NPV terhadap keputusan investasi yang akan dilakukan adalah jika  $NPV > 0$  maka investasi yang dilakukan memberikan manfaat bagi perusahaan sehingga fasilitas tersebut dapat dibangun. Jika  $NPV < 0$ , maka investasi yang dilakukan akan mengakibatkan kerugian sehingga fasilitas tersebut tidak dibangun. Jika  $NPV = 0$  maka investasi yang dilakukan tidak mengakibatkan perusahaan untung ataupun merugi (Blank,2005).

### 2.8.2. *Internal Rate of Return(IRR)*

IRR yang merupakan indikator tingkat efisiensi dari suatu investasi. Suatu proyek/investasi dapat dilakukan apabila laju pengembaliannya (*rate of return*) lebih besar dari pada laju pengembalian apabila melakukan investasi di tempat lain. Berikut persamaan untuk perhitungan IRR dalam suatu investasi :

$$\sum_{t=0}^T \left( \frac{X_t}{(1+IRR)^t} \right)$$

Dimana :

$X_t$  : *cashflow* tahun ke-t

$I$  : suku bunga (*discount rate*)

IRR digunakan dalam menentukan apakah investasi dilaksanakan atau tidak, untuk itu biasanya digunakan acuan bahwa investasi yang dilakukan harus lebih tinggi dari *Minimum acceptable rate of return* atau *Minimum attractive rate of return*. *Minimum acceptable rate of return* adalah laju pengembalian minimum dari suatu investasi yang berani dilakukan oleh seorang investor.

IRR merupakan suku bunga yang akan menyamakan jumlah nilai sekarang dari penerimaan yang diharapkan diterima (*present value of future proceed*) dengan jumlah nilai sekarang dari pengeluaran untuk investasi. (Blank, 2005)

## 2.9. Analisa Tingkat Kesiapan Teknologi

Analisa tingkat kesiapan teknologi (*Technology Readiness Level-TRL*) yang digunakan untuk pemilihan pengolahan spent caustic, diuraikan sebagai berikut :

- TRL-1 Prinsip dasar yang diobservasi dan dilaporkan. Penelitian ilmiah yang, akan diaplikasikan dalam R &D. Tingkat ini merupakan tingkat paling rendah dari kesiapan teknologi.
- TRL-2 Konsep teknologi dan aplikasi yang diformulasikan. Salah satu prinsip dasar yang diobservasi dan dapat ditemukan. Aplikasinya bersifat spekulatif, dan tidak ada bukti atau analisa detail untuk menunjang asumsi. Contoh yang ada terbatas pada studi analisa teoritis.
- TRL-3 Analisis dan penelitian fungsi kritikal dan atau karakteristik yang terbukti secara konsep. Penelitian aktif dan pengembangan (R&D) dimulai. Hal ini termasuk studi analisis dan skala laboratorium untuk secara fisik memvalidasi prediksi analisa dalam pemisahan elemen teknologi.
- TRL-4 Komponen dan sistem validasi dalam lingkup laboatorium. Komponen dasar teknologi diintegrasikan untuk dikembangkan, dengan tingkat keakurasian yang rendah.
- TRL-5 Skala laboratorium, validasi menggunakan sistem dengan lingkup yang relevan. Komponen dasar teknologi diaplikasikan sehingga konfigurasi sistem sesuai dengan seluruh kondisi yang terkait.
- TRL-6 Skala pilot, prototype, dengan validasi sistem dan lingkungan yang relevan. Prototipe atau model dalam skala engineering, diuji dalam kondisi lingkungan yang relevan.

- TRL-7 Skala penuh, similar (*prototype*) sistem yang didemonstrasikan di lingkungan yang relevan. Menggambarkan langkah utama dari TRL-6, dibutuhkan demonstrasi dari sistem actual
- TRL-8 Sistem aktual lengkap dan berkualitas melalui test dan demonstrasi. Teknologi sudah terbukti untuk dilakukan dalam bentuk final sesuai dengan kondisi yang diharapkan.
- TRL-9 Sistem yang dioperasikan secara lengkap dengan kondisi operasi yang sesuai. Teknologi dalam bentuk final dan dapat beroperasi dalam skala penuh pada kondisi operasi.

(Harmon, Harry D. et al , 2007).



## 2.10. Perbandingan Metode Pengolahan *Spent Caustic*

Komparasi metode pengolahan spent caustic dan kondisi yang digunakan dipenelitian dapat dilihat pada table 2.1 berikut :

**Tabel 2.1** Tabel Perbandingan Metode Pengolahan *Spent Caustic*

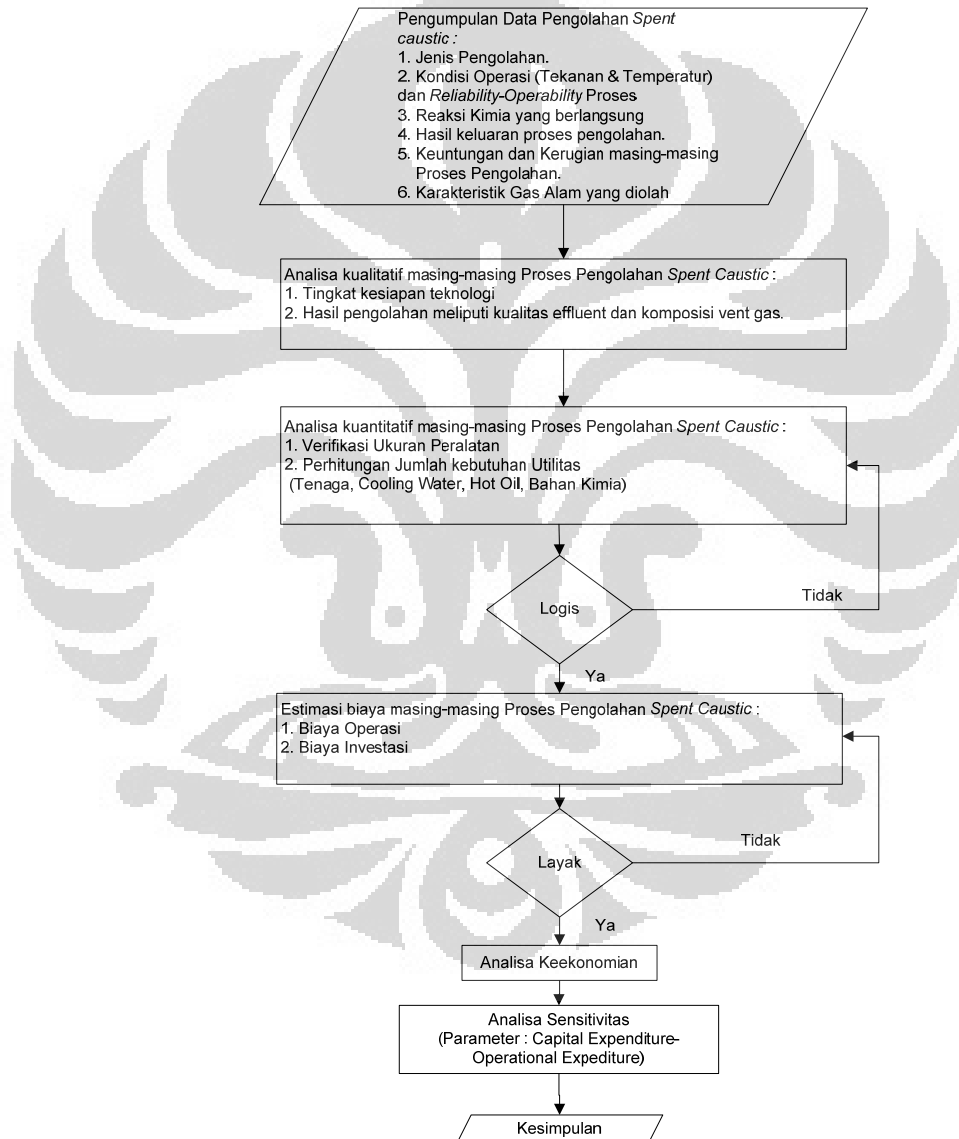
NO	METODE	KELEBIHAN	KEKURANGAN	PERALATAN/KONDISI OPERASI	UTILITAS	OUTPUT	REFERENSI	KONDISI PENELITIAN
1	Wet Air Oxidation	- Tidak membutuhkan tambahan bahan kimia	- Biaya Investasi tinggi (ukuran reaktor besar, pompa bertekanan tinggi dan kompresor) -Biaya operasi tinggi	Reaktor - Temperatur operasi : 150 - 320 C - Tekanan operasi : 20 - 200 barg Pompa - Tekanan operasi : 20 - 200 barg  Kompresor - Tekanan operasi : 20 - 200 barg  Heat Exchanger Heater Cooler Separator	- Steam - Plant Air/ Compressor - Air Pendingin	Acid gas ke <i>thermal oxidizer</i> Effluent	Kumfer, 2010	Steam tidak tersedia pada utilitas Fasilitas Pengolahan Gas "X", menggunakan hot oil sebagai pengganti steam.
2	Incinerator	Nilai COD dalam effluent lebih rendah.	-Biaya operasi tinggi - Secara komersial, aplikasi incinerator untuk spent caustic sedikit.	Incinerator chamber : - Temperatur operasi : 800-1000 - Tekanan operasi : 2-5 barg Down fired refractory lined / water jacket incinerator  - Downcomer - Quench tank - Quench separator - Venturi scrubber - Venturi scrubber separator	Fuel Gas Udara Air pendingin	Acid gas ke <i>thermal oxidizer</i> Effluent	- Besselierv, Edmmund B. et al , 1976. - Stephenson, Ralph L, et al, 1998.	Kondisi operasi Reaktor menggunakan temperatur 800 C. Pada literatur dalam range 800-1000C, dan diaplikasikan pada Refinery.

NO	METODE	KELEBIHAN	KEKURANGAN	PERALATAN/KONDISI OPERASI	UTILITAS	OUTPUT	REFERENSI	KONDISI PENELITIAN
3	Oksidasi menggunakan hidrogen peroksida	Biaya investasi lebih rendah	-Aplikasi teknologi secara komersial masih sedikit.	-Reaktor - Temperatur operasi : 116 C - Tekanan operasi : 1-1.5 barg  -Stripper -Pompa -Cooler -pH adjustment package	Steam NaOH H <sub>2</sub> O <sub>2</sub>	Acid gas ke <i>thermal oxidizer</i> Effluent	Forret, 2011	Media pemanas yang digunakan adalah hot oil, karena steam tidak tersedia di Fasilitas Pengolahan Gas "X" .
4	Netralisasi Asam	-Low capex (Rough estimation will be determined)	- Proses asidifikasi mempercepat pembentukan polimer dalam bentuk minyak, yang menjadi pengotor. - Nilai COD dan BOD hasil pengolahan tinggi, sehingga perlu dilakukan oksidasi biologis sebagai pengolahan lanjutan.	-Reaktor -Stripper -Pumps -Cooler -pH adjustment package	Air Pendingin Nitrogen / Fuel Gas H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> Demin Water	Acid gas ke <i>thermal oxidizer</i> Effluent	- Stephenson, Ralph L, et al, 1998.	Penelitian menggunakan nitrogen sebagai stripping agent untuk pemisahan acid gas, sebagai pengganti fuel gas.

## BAB 3 METODOLOGI

### 3.1. Metode Analisis

Analisis pemilihan teknologi pengolahan *spent caustic*, melewati beberapa tahapan kinerja seperti terlampir di Gambar 3.1



**Gambar 3.1.** Diagram Alir Analisa Pemilihan Teknologi Pengolahan *Spent Caustic*.

Parameter logis yang digunakan dalam alir pengambilan keputusan untuk evaluasi dalam analisa kuantitatif untuk adalah nilai eror dalam keseimbangan neraca energi kurang dari 0,0001 dan untuk.

Parameter layak dalam evaluasi keekonomian adalah nilai *Internal rate of Return* (IRR) lebih besar nilai suku bunganya dibandingkan dengan nilai *Minimum Attractive Rate of Return (MARR)* dan nilai *Net Present Value (NPV)*  $>0$ .

### **3.2. Pengumpulan Data Pengolahan Spent caustic**

Analisis dimulai dengan pengumpulan data mengenai pengolahan *spent caustic*. Dasar pemilihan teknologi pengolahan ini adalah kemampuan untuk menguraikan *spent caustic* sehingga keluarannya memenuhi baku mutu air limbah. Oleh karena itu ada empat(4) metode yang ditinjau yaitu *Wet Air Oxidation*, netralisasi asam, penggunaan hidrogen peroksida sebagai oksidator dan insinerator.

### **3.3. Analisis Kualitatif Proses Pengolahan Spent Caustic**

Untuk setiap metode yang ditinjau, diawali dengan evaluasi dan analisa kondisi operasi peralatan utama dan proses keseluruhan, termasuk berlangsungnya reaksi oksidasi *spent caustic* dan komposisi *effluent* termasuk tingkat kesiapan teknologi yang akan digunakan. Tiap metode yang ditinjau akan dievaluasi kekurangan dan kelebihan dengan teknik pembobotan (*weighting factor*) untuk pengambilan kesimpulan.

Tahap terakhir dalam pengumpulan data adalah mengetahui karakteristik gas alam yang akan diolah dalam Fasilitas Pengolahan Gas "X". Komposisi gas alam mempengaruhi kandungan *spent caustic* yang akan diolah.

### **3.4. Analisis Kuantitatif Proses Pengolahan Spent Caustic**

Analisis kuantitatif diawali dengan memverifikasi seluruh ukuran peralatan untuk tiap metode, perhitungan Neraca Massa – Panas dan *flowsheeting*.



Tahap selanjutnya adalah perhitungan kebutuhan utilitas dan bahan kimia yang dibutuhkan untuk setiap metode. Kebutuhan utilitas meliputi jumlah *hot oil*, air pendingin, dan daya listrik yang dibutuhkan. Kebutuhan bahan kimia meliputi oksidator dan *neutralizing agent*. Oksidator berfungsi untuk mengoksidasi *spent caustic*. *Neutralizing agent* berfungsi untuk menetralkan larutan atau mengkondisikan larutan dalam pH optimum antara 6-9 untuk reaksi oksidasi.

### **3.5. Estimasi Biaya Proses Pengolahan *Spent caustic***

Biaya yang akan diestimasi untuk evaluasi meliputi biaya operasi dan biaya investasi. Estimasi biaya operasi dilakukan berdasarkan jumlah perhitungan kebutuhan utilitas dan kebutuhan biaya yang telah dilakukan ditambah dengan kebutuhan operator untuk mengoperasikan Unit Pengolahan *Spent caustic*.

Estimasi biaya investasi berdasarkan perhitungan ukuran peralatan yang telah dilakukan pada tahap sebelumnya. Proses estimasi biaya akan dilakukan menggunakan pendekatan ekonomi yang ada di literatur untuk proses perancangan pabrik.

### **3.6. Analisis Keekonomian**

Analisa keekonomian diawali dengan perhitungan aliran kas. Sesuai dengan fungsi unit tersebut, pengolahan *spent caustic* tidak ditujukan untuk mendapatkan keuntungan. Pengolahan *spent caustic* bertujuan untuk mencegah pencemaran lingkungan dengan pemenuhan baku mutu kualitas air limbah untuk menghindarkan “Y” EP dari sanksi yang akan diberikan oleh Pemerintah jika terbukti melanggar Undang-Undang 32/2009. Evaluasi baku mutu air limbah berdasarkan Peraturan Menteri Lingkungan Hidup No.19/2010. Evaluasi emisi berdasarkan Peraturan Menteri Lingkungan Hidup No. 13/2009.

Kerugian yang akan ditanggung oleh PT “Y” jika buangan yang dibuang tidak sesuai dengan baku mutu antara lain meliputi sanksi administratif termasuk penghentian proses produksi, denda dan hukuman kurungan, yang diberikan oleh Pemerintah, serta tuntutan ganti rugi masyarakat sekitar melalui LSM.

Analisa ekonomi dimaksudkan untuk dapat mengetahui apakah proses pengolahan yang akan diaplikasikan layak didirikan atau tidak. Keuntungan proyek ini didapat dari aspek preventif yaitu saat memenuhi undang-undang (pembebasan sanksi denda pencemaran lingkungan) sanksi administratif (penghentian proses produksi), tuntutan ganti rugi warga.

Oleh karena itu pada evaluasi unit pengolahan *spent caustic* ini dilakukan studi kelayakan dan penilaian investasi. Faktor-faktor yang perlu ditinjau untuk memutuskan hal ini adalah analisis sensitivitas

Sebelum dilakukan analisa terhadap keempat faktor diatas, seperti yang diuraikan pada Tinjauan Pustaka perlu dilakukan peninjauan terhadap beberapa hal sebagai berikut :

1. Penaksiran modal (*Total Capital Investment, TCI*), yang meliputi :
  - a. Modal tetap (*Fixed Capital Investment, FCI*)
  - b. Modal kerja (*Working Capital Investment, WCI*)
2. Penentuan biaya produksi (*Total Production Cost, TPC*), yang terdiri :
  - a. Biaya pembuatan (*Manufacturing Cost*)
  - b. Biaya Pengeluaran Tambahan Unit (*Unit Overhead Cost*)
  - c. Biaya pengeluaran umum (*General Expenses*)
3. Biaya total

Untuk melakukan analisa sensitivitas perlu dilakukan penaksiran terhadap :

- a. Biaya tetap (*Fixed Cost, FC*)
- b. Biaya semi variable (*Semi Variable Cost, SVC*)
- c. Biaya Variable (*Variable Cost, VC*)

## BAB 4 HASIL & PEMBAHASAN

### 4.1. Pemilihan Teknologi Untuk Pengolahan Gas

Pengolahan natural gas untuk menghilangkan impurities, antara lain berupa air, kondensat, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, dan merkaptan dilakukan dalam beberapa tahap. Tahap pertama untuk memisahkan gas dari air dan kondensat berlangsung pada *Gas Separation Unit (GSU)*. Gas umpan yang mengandung kondensat dan air pada tekanan 450 psig dan temperatur 150 °F mengalir dari *Header Manifold* ke Inlet *HP Production Separator* dan mengalami pemisahan antara gas, air dan kondensat. Unit *HP Production Separator* ini dirancang sebagai separator 3-fasa yang dikendalikan oleh pengendali tekanan, pengendali ketinggian air, dan pengendali ketinggian kondensat.

Selanjutnya gas dialirkan ke unit AGRU yang berfungsi menurunkan kadar impurities gas dengan menggunakan proses absorpsi oleh larutan yang berbasis MDEA. Pengurangan kadar gas asam berlangsung pada *Solvent Absorber* dimana gas umpan dikontakkan secara *counter current* dengan aliran solvent bersih (*lean solvent*). Gas yang telah mengalami penurunan kadar gas asam atau *sweet gas*, keluar dari bagian puncak kolom.

Gas yang masih mengandung merkaptan dikontakkan dengan larutan caustic didalam *Caustic Wash Tower* sehingga merkaptan akan terabsorpsi oleh caustic. Gas yang keluar dari *Caustic Treatment Unit* memiliki batas kandungan H<sub>2</sub>S 3 ppmv, CO<sub>2</sub> 5% dan merkaptan 30 ppmv.

Gas asam yang telah dipisahkan selanjutnya diolah dalam Sulfur Recovery Unit, untuk mengambil sulfur yang terkandung. Kandungan sulfur dalam feed gas sebesar 7000 ppmv atau sebesar 14,99 ton/hari pada keluaran *Acid Gas Removal Unit*.

Proses recovery sulfur menggunakan proses biologis. Acid gas masuk ke *Biological Sulfur Recovery Unit* untuk dioksidasi secara biologis menggunakan bakteri *Thiobacillus sp.* Sulfur yang keluar dari *Biological Sulfur recovery unit* dalam bentuk sulfur cake. Jumlah produk sulfur dalam *dry basis* sebesar 14,35 ton/hari.

Persen recovery sulfur dengan *sulfur feed rate* antara 10-50 ton/hari minimum sebesar 95%, sesuai dengan Peraturan Menteri Negara Lingkungan Hidup No. 13 Tahun 2009. Pada proses Fasilitas Pengolahan Gas “X”, % Recovery sulfur dengan proses biologis sebesar 95.7%. Detail perhitungan dapat dilihat pada Lampiran-1.

#### 4.2. Analisis Kandungan Spent Caustic

*Spent caustic* yang dikeluarkan dari *Caustic Treatment Unit*, berasal dari dua section yang berbeda dalam *Combination Column*. Gas yang keluar dari *Acid Gas Removal Unit*, masuk ke *Caustic Treatment Unit* untuk menghilangkan merkaptan. Gas diumpankan ke *Combination Column* yang memiliki 3 section yaitu *Prewash*, *Extraction* dan *Water Wash Section*. Aliran gas masuk dari bagian bawah *Combination Column*, dimana gas akan dikontakkan dengan larutan NaOH. Kaustik yang telah terpakai dikeluarkan dari bawah menuju ke *Degassing Drum*, dan selanjutnya diolah sebagai *spent caustic*. Section ini untuk mengabsorb CO<sub>2</sub> yang lolos saat absorpsi dengan Amine pada unit sebelumnya

Section berikutnya dari *Combination Column* adalah *Extraction Section*. Kaustik yang telah diregenerasi di kontakkan secara counter current dengan gas yang telah melewati *Pre-wash Section* untuk mengabsorb merkaptan. Larutan kaustik dialirkan menuju *Degassing Drum*.

Gas selanjutnya naik ke atas menuju *Wash Section*. Gas dan air dikontakkan secara *counter current* untuk menghilangkan partikel-partikel halus larutan kaustik yang terbawa oleh gas.

*Spent caustic* di keluarkan dari *Degassing Drum* secara intermitten. Laju alir *spent caustic* 850-900 gal/hari yang dikeluarkan relatif kecil jika dibandingkan dengan *spent caustic* yang dikeluarkan oleh *Refinery unit* atau *Ethylene Plant*. Laju alir yang dikeluarkan *Refinery unit* atau *Ethylene Plant* sebesar 2-30 m<sup>3</sup>/jam.

Kandungan *Spent Caustic* yang dikeluarkan dari *Caustic Treatment Unit* pada Fasilitas Pengolahan Gas “X”, merupakan *sulfidic spent caustic* yang berasal dari aktivitas scrubbing natural gas. *Sulfidic spent caustic* dapat dihasilkan

dari berbagai aktivitas industri, antara lain dari *Refinery unit* pada fraksinasi *crude oil*, yang diikuti dengan *scrubbing LPG* atau *spent caustic* yang dikeluarkan dari proses *scrubbing ethylene*. Kandungan merkaptid yang relatif lebih kecil pada *spent caustic* yang dikeluarkan Fasilitas Pengolahan Gas “X”, yang berasal dari *scrubbing natural gas*. Kandungan merkaptan relative lebih kecil pada natural gas, daripada *crude oil*. *Crude oil* relatif lebih asam jika dibandingkan dengan natural gas.

Perbedaan konsentrasi tiap komponen dapat dilihat dalam table 4.1 dan 4.2 berikut :

**Tabel. 4.1** Kandungan Spent Caustic Fasilitas Pengolahan Gas “X”

No	Komponen	Unit	FASILITAS PENGOLAHAN GAS “X”	
			<i>Pre-wash Spent Caustic</i>	<i>Extraction Spent Caustic</i>
1	NaOH	%wt	5-10	10-20
2	Total Sulfur	%wt	0-5	0-2 (Na <sub>2</sub> S <sub>2</sub> O <sub>3</sub> , Na <sub>2</sub> SO <sub>3</sub> & Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> )
3	Merkaptid	%wt	Trace	0.009-0.012
4	Sodium Bisulfid (NaHS)	%wt	0-5	-
5	Sulfit (Na <sub>2</sub> S)	%wt	3-4	<1
6	Karbonat	%wt	Tidak disebutkan	Tidak disebutkan
7	Asam Kresilat	%wt	N/A	N/A
8	<i>Naphtaenic Acid</i>	%wt	N/A	N/A
9	COD	mg/l	20.000-70.000	20.000-70.000

**Tabel. 4.2** Kandungan Sulfidic *Spent Caustic*

No	Komponen	Unit	<i>Sulfidic Spent Caustic</i> (Kumfer,2010)	<i>Sulfidic Spent Caustic</i> (Veerabhadraiah ,2011)
1	NaOH	%wt	Tidak disebutkan	2-10
2	Total Sulfur	%wt	2.4	Tidak disebutkan
3	Merkaptid	%wt	0.98	0.1-4
4	Sodium Bisulfid (NaHS)	%wt	Tidak disebutkan	Tidak disebutkan
5	Sulfit (Na <sub>2</sub> S)	%wt	17.8	0.5-4
6	Katalis Merox	%wt	Tidak disebutkan	Tidak disebutkan
7	Karbonat	%wt	Tidak disebutkan	0-4
8	Asam Kresilat	%wt	N/A	N/A
9	<i>Naphtaenic Acid</i>	%wt	N/A	N/A
10	COD	mg/l	62,700	Tidak disebutkan

Pada tabel 4.1 Kandungan merkaptid berasal dari *Extraction Column* atau section ke 2 *Combination Column*, dengan konsentrasi NaOH lebih besar. Sedangkan pada *pre-wash spent caustic* kandungan sulfur lebih banyak yaitu sebesar 3-4 %wt.

Kandungan merkaptid, yang terikat dalam ion sodium dalam senyawa Sodium merkaptid(NaRS), relatif lebih kecil, yaitu sebesar 0.01 %wt atau sekitar 100 ppm. Sedangkan pada *Sulfidic Spent Caustic* yang ditinjau dalam jurnal 9.8 %wt atau sekitar 9800 ppm, dalam artikel yang dikeluarkan oleh *Hydrocarbon Processing*, kandungan merkaptid dalam rentang antara 0.1-4%wt atau sebesar 1000-40,000 ppm.

Pengolahan *spent caustic* secara umum terdiri atas beberapa metode yaitu biologis, fisika dan kimia. Metode pengolahan secara kimia yaitu dengan penambahan senyawa kimia baik yang berupa oksidator atau *precipitator*. Metode pengolahan secara kimia antara lain adalah oksidasi, presipitasi, netralisasi atau disebut juga asidifikasi. Netralisasi atau asidifikasi dilakukan dengan penambahan asam ke dalam larutan *spent caustic* yang bersifat basa.

Metode oksidasi dengan hidrogen peroksida ( $H_2O_2$ ) merupakan metode oksidasi yang paling luas aplikasinya. Radikal bebas yang dimiliki oleh hidrogen peroksida memiliki potensi oksidasi yang sangat besar. Hidrogen peroksida dapat mengoksidasi senyawa inorganic dan anorganik. Untuk mengoksidasi sulfid( $S^{2-}$ ), hidrogen peroksida paling efektif dan ekonomis dalam laju alir yang rendah. Dalam kondisi basa, reaksi oksidasi berlangsung sempurna, sehingga sulfid terkonversi menjadi sulfat( $SO_4^{2-}$ ). Untuk mengoksidasi senyawa organic, reagen fenton yang diaplikasikan dalam media asam secara umum digunakan. Reagen fenton adalah hidrogen peroksida dengan katalis ion besi ( $Fe^{2+}$ ).

Pembentukan endapan atau presipitasi dengan senyawa kimia juga dapat dilakukan dalam pengolahan *spent caustic* dengan menggunakan *Chlorinated copperas* ( $Fe_2(SO_4)_3 \cdot FeCl_3$ ). Presipitasi berlangsung dalam kondisi basa untuk menghilangkan sulfid. Sulfid berikatan dengan ion  $Fe^{2+}$  sehingga terbentuk sludge ferric sulfid dan ferric hidroksida yang tidak terlarut. *Chlorinated copperas*

dapat direaksikan insitu antara ferrous sulfat dan chlorine, karena sifatnya yang higroskopis. Namun kendala penanganan jumlah *sludge* yang dihasilkan membatasi aplikasi metode ini, karena dinilai kurang praktis.

Metode fisika atau disebut dengan metode termal yaitu dengan menaikkan temperatur operasi. Metode termal meliputi incinerator dan *Wet Air Oxidation*. *Wet Air Oxidation*(WAO) terdiri atas tiga mode tekanan operasi yaitu tekanan rendah, sedang dan tinggi.

Pada Fasilitas Pengolahan Gas "X", *spent caustic* yang dihasilkan adalah *sulfidic Spent caustic*. Aplikasi metode pengolahan *spent caustic* sesuai dengan jenisnya sehingga proses pengolahan yang dapat dilakukan antara lain dengan oksidasi dan presipitasi secara kimiawi, netralisasi, *Wet Air Oxidation* dengan tekanan sedang. Insinerasi disebutkan tidak memungkinkan, karena *sulfidic spent caustic* yang ditinjau memiliki laju alir 10 kali lebih besar dengan yang ada di Fasilitas Pengolahan Gas "X", sehingga fuel gas yang dibutuhkan akan sangat besar. Selain itu kandungan minyak yang sangat kecil dalam *sulfidic spent caustic* jika dibanding dengan *cresylic* atau *naftanic spent caustic*, sehingga jumlah kebutuhan bahan bakar akan bertambah.

*Spent caustic* pada awalnya hanya berasal dari pengolahan di *Caustic Treatment Unit*, namun seiring berjalannya proyek, *Biological Sulfur Recovery Unit* (BSRU) juga menghasilkan buangan. Air limbah yang dikeluarkan dengan laju alir 3,1 m<sup>3</sup>/jam dengan kandungan TDS 110,000 mg/liter. Jumlah Limbah yang dikeluarkan bersifat *highly biodegradable* atau mudah terdagradasasi secara biologis. Ratio perbandingan COD dan BOD adalah 1, dalam rentang antara 4,300-22,900 mg/liter. Dengan adanya buangan yang berasal dari BSRU, maka proses pengolahan limbah dengan metode biologis dipertimbangkan sebagai metode tambahan dalam seleksi teknologi sesuai dengan rekomendasi lisensor dan *reaction path* lanjutan konversi sulfur yang dapat dilakukan oleh bakteri *Thiobacillus sp.* Bakteri inilah yang mengkonversi *acid gas*, berupa hydrogen sulfide menjadi sulfur dalam bioreactor dengan aerasi dalam kondisi atmosferik. Metode biologis dengan menggunakan oksidasi dengan melekatkan sel mikroba yang tersuspensi. Metode biologis dapat dilakukan setelah *spent caustic* melewati pre-treatment terlebih dahulu. *Spent caustic* jenis sulfidic, naftanic, fenolic

ataupun *mixed spent caustic* dapat diolah dengan metode biologis, namun harus diencerkan terlebih dahulu. Proses dekomposisi polutan melalui tahapan adsorpsi, respirasi dan mekanisme sintetik oleh bakteri. Proses ini menghasilkan tambahan sel bakteri yang selanjutnya akan di lewatkan ke *clarifier* dan distabilkan. Dengan umpan yang homogen, harus diyakinkan terlebih dahulu bahwa level polutan dibawah ambang limit yang diijinkan dengan pH 6.5-8.5, kandungan minyak kurang dari 25 ppm, sulfid 10 ppm, kandungan phenol antara 50-200 ppm dan tembaga kurang dari 1 ppm. Kondisi tersebut merupakan persyaratan dasar yang harus dipenuhi. Namun selanjutnya dapat diatur dengan fleksibel melewati proses aklimatisasi.

Jika dibandingkan dengan clauss teknologi sulfur *recovery*, metode ini lebih rendah biaya operasinya. Namun kesulitan yang diadapi adalah saat *seeding* atau pembenihan pada fase aklimatisasi.

*Gas Processing Facility* yang menggunakan metode BSRU untuk sulfur recovery unit cukup jarang didunia. Karena teknologi ini relatif masih baru dan Fasilitas Pengolahan Gas “X”, merupakan fasilitas pengolahan pertama yang menggunakan metode ini. Dalam fase FEED(*Front End Engineering Design*) Proyek “C” yang menjadi *up-stream* dari Fasilitas Pengolahan LNG “D” , direncanakan akan menggunakan teknologi BSRU dengan lisensor yang sama dengan Fasilitas Pengolahan Gas “X” .

Pemilihan teknologi dilakukan dengan 5 metode alternatif, yaitu WAO, netralisasi asam, oksidasi dengan hydrogen peroksida, incinerator dan biologis. Pemilihan teknologi dilakukan dengan mempertimbangkan kelima metode yang ada. Namun metode netralisasi asam dan incinerator memiliki kendala yang tidak dapat dilanjutkan ke tahap berikutnya. Pada netralisasi asam, penanganan asam sulfat dan tingkat konversi yang berasal dari limbah bleed cukup kecil. Namun dapat mengoksidasi *spent caustic* yang berasal dari CTU sampai memenuhi baku mutu KLH. Namun tidak dapat mengoksidasi bleed, yang terdiri atas sulfur elemental. Metode berikutnya yang menghadapi kendala teknis adalah incinerator. *Heating value* yang dimiliki *bleed water* dari BSRU sangat kecil, karena sebagian besar terdiri atas air. Hal ini berbeda dengan *spent caustic* yang berasal dari CTU, dimana masih mengandung sedikit hidrokarbon berupa acid oil.



Jika yang di insinerasi hanya yang berasal dari *spent caustic sulfidic* yang berasal dari CTU, maka aplikasi Insinerator masih memungkinkan. Selain itu peralatan yang dibutuhkan untuk insinerator relatif kompleks, sehingga secara ekonomi dinyatakan tidak memungkinkan untuk diaplikasikan pada kedua jenis *spent caustic*.

Dengan kronologis yang telah diuraikan tersebut, maka dalam penelitian ini dilakukan 2 tahap perhitungan. Tahapan yang pertama berjalan sesuai dengan kondisi awal penelitian, dengan input *spent caustic sulfidic* yang berasal dari CTU untuk mercaptan removal dengan mempertimbangkan 4 metode alternative, yaitu WAO, netralisasi asam, oksidasi dengan hydrogen peroksida dan insinerator.

Tahap kedua limbah yang digunakan sebagai basis perhitungan adalah kedua jenis *spent caustic* baik yang berasal dari CTU dan BSRU. Limbah yang berasal dari BSRU, relative lebih susah dibandingkan untuk mencari referensi pengolahannya. Hal ini disebabkan oleh aplikasi BSRU yang masih sedikit. Pada umumnya di kawasan Eropa limbah ini diolah dalam system pengolahan limbah terpadu dengan menggunakan metode biologis. Limbah yang berasal dari BSRU memiliki persentase sebesar 5%, dari kapasitas keseluruhan, sehingga nilai TDS yang sangat besar, diencerkan dengan sumber air limbah yang lain. Pengolahan biologis yang hanya diperuntukkan mengolah keluaran BSRU belum diaplikasikan di dunia. Plant yang ada dalam fase konstruksi berada di Rusia. Jurnal atau penelitian yang berkaitan dengan pengolahan limbah BSRU belum ditemukan dan tidak dapat digunakan sebagai referensi.

Teknologi yang *feasible* untuk diaplikasikan pada kasus air limbah Fasilitas Pengolahan Gas "X", menjadi 2 metode, yaitu WAO dan metode biologis yang dikombinasi dengan oksidasi menggunakan hydrogen peroksida.

Penelitian ini berusaha mendekati kondisi nyata yang ada dalam proyek yang sedang berjalan, agar dapat memiliki nilai ilmiah yang bermanfaat di masa yang akan datang.

Penelitian ini bertujuan untuk memberikan gambaran mengenai teknologi *gas sweetening* dengan komposisi gas feed yang memiliki tingkat konsentrasi asam relative tinggi. Dengan konsekuensinya pada pengolahan limbah yang dihasilkan cukup kompleks.

### 4.3. Tingkat Kesiapan Teknologi

Setiap metode yang ditinjau dalam penelitian ini, tingkat kesiapan teknologi yang akan diaplikasikan pada *Waste Water Treatment* Fasilitas Pengolahan Gas “X”, dibandingkan dengan standart pada *Waste Treatment Project Technology Readiness Assessment*, yang dikeluarkan oleh U.S. Department of Energy.

Metode *Wet Air Oxidation*, Netralisasi Asam, Oksidasi dengan Hidrogen Peroksida dan Incinerator telah berada dalam tingkat kesiapan teknologi ke-9 dan *technology maturity* yang sudah terbukti bahwa keluarannya sudah memenuhi baku mutu yang telah disyaratkan oleh Kementerian Lingkungan Hidup dan telah diaplikasikan di beberapa Plant.

Untuk setiap metode telah diobservasi baik secara literature ataupun kunjungan fisik dan continuity cek yang dilakukan pada dokumen detail engineering. Untuk metode *wet air oxidation* referensi yang digunakan adalah data yang berasal dari “W”. Desain pengolahan *spent caustic* menggunakan hidrogen peroksida sebagai oksidator. Pengolahan *spent caustic* “A” Project. Detail desain untuk incinerator mengambil referensi dari “B”Project.

Tingkat kesiapan teknologi yang ditinjau memiliki nilai 9, jika telah diaplikasikan dengan kondisi operasi nyata yang sama. *Wet Air Oxidation* dan Insinerator memiliki nilai yang sama. Namun, dalam perkembangan teknologi, incinerator sudah tidak dapat diaplikasikan, karena biaya investasi dan biaya operasi yang besar dengan energy efisiensi rendah. Oksidasi dengan menggunakan peroksida memiliki nilai tingkat kesiapan teknologi 8, dengan prototipe yang telah didemonstrasikan secara nyata. Sedangkan pada netralisasi asam belum pernah didemonstrasikan secara nyata, sehingga nilai kesiapan teknologinya adalah 7 untuk kasus pertama.

Pada kasus kedua *Wet Air oxidation* memiliki system validasi dalam skala laboratorium, namun tipikal limbah yang digunakan berbeda sehingga tingkat keakurasiannya lebih rendah dan memiliki tingkat kesiapan teknologi 4. Untuk kombinasi aerasi dan oksidasi memiliki tingkat kesiapan teknologi 6, yaitu dalam skala pilot, prototype, dengan validasi sistem dan lingkungan yang relevan.

Kandungan hidrogen sulfide ( $H_2S$ ) dalam sour gas yang berasal dari sumur sebesar 7000 ppmv dan merkaptan (RSH) sebesar 1700 ppmv, menjadikan *spent caustic* memiliki kandungan merkaptan dan  $H_2S$  yang lebih tinggi dibandingkan fasilitas pengolahan gas pada umumnya.

Hasil estimasi komposisi keluaran dari keempat metode tersebut dapat memenuhi baku mutu air limbah sesuai dengan Peraturan Menteri Lingkungan Hidup No. 19/2010.

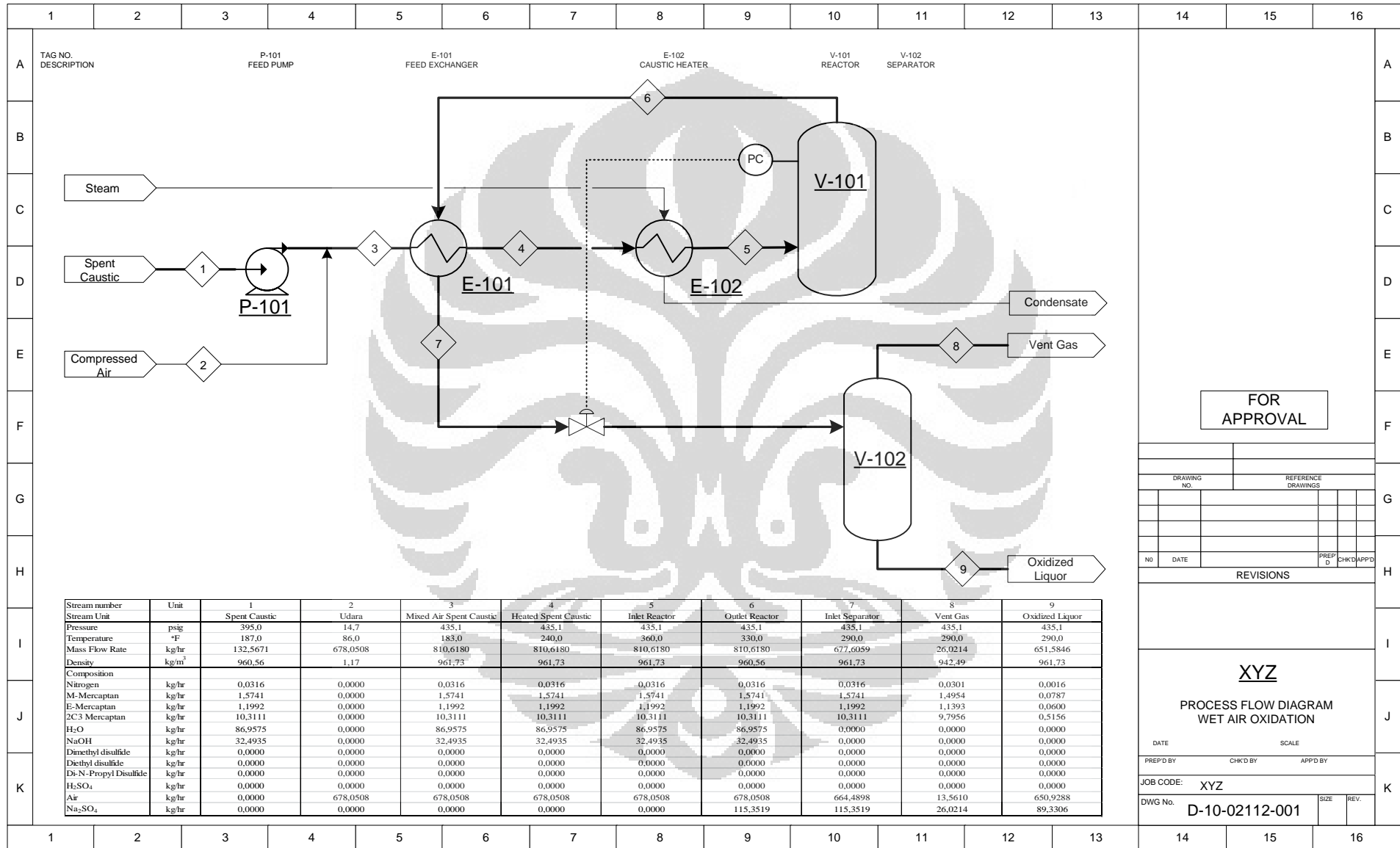
#### 4.3.1. Wet Air Oxidation

*Spent caustic* dengan temperature 86 °C yang berasal dari Caustic Treatment Unit dan udara bertekanan 575 psig dialirkan Feed Pump (P-101) ke Feed Exchanger (E-101) untuk dipanaskan menggunakan keluaran reaktor sampai suhunya menjadi 120 °C. Setelah itu *Spent Caustic* dialirkan menuju *Caustic Heater* (E-102) untuk dipanaskan sampai 135 °C, sesuai dengan kondisi operasi Reaktor. Keluaran dari *Caustic Heater* menuju *Reactor* (V-101) untuk dioksidasi. Keluaran *Reactor* (V-101) dialirkan menuju *Feed Exchanger* untuk dimanfaatkan panasnya dan menurunkan temperature output. Pressure control valve dipasang di keluaran Feed exchanger untuk pengaturan tekanan reaktor. Effluent dialirkan menuju separator dua fasa untuk dipisahkan antara vent gas dan liquida yang teroksidasi. Vent gas dialirkan menuju Thermal Oxidizer untuk dibakar.

Diagram alir Wet Air Oxidation dapat dilihat pada Gambar 4.1 Diagram Alir Wet Air Oxidation.

Kandungan organik akan dioksidasi pada reaktor dengan kondisi suhu tinggi dan tekanan tinggi. Untuk itu pada proses ini dibutuhkan pompa tekanan tinggi untuk mengalirkan bleed water menuju reaktor dan *heat exchanger* untuk memanaskan *spent caustic*. Produk keluar dari reaktor akan dipisahkan antara gas dan liquid yang sudah teroksidasi. WAO ini sangat efektif untuk proses oksidasi, carbon akan dioksidasi menjadi karbon dioksida, hidrogen menjadi air, halogen menjadi halida, sulfur akan menjadi sulfat, phosphor akan menjadi phosphate, dan nitrogen menjadi amonia atau elemental nitrogen.

Gambar 4.1 Diagram Alir Wet Air Oxidation



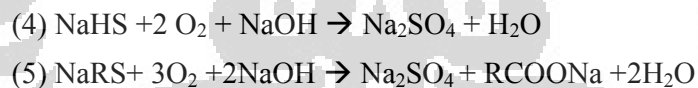
Komponen-komponen *spent caustic* dioksidasi dalam tekanan dan suhu tinggi dalam metode *wet air oxidation*. Utilitas yang dibutuhkan berupa steam dan udara bertekanan tinggi untuk menaikkan tekanan dan temperature reaktor. Reaksi berlangsung secara kontinyu.

Jika dalam metode oksidasi dengan senyawa kimia energy aktivasi diturunkan agar reaksi dapat berlangsung sebagai oksidator. Namun dalam metode *Wet Air Oxidation*, energi agar reaksi dapat berlangsung di penuhi dari steam dan kenaikan tekanan. Kenaikan tekanan mempengaruhi tipe reaksi yang berlangsung. Dalam metode *Wet Air Oxidation* dengan tekanan rendah 4 sampai 7 barg, pada temperature 75-100°C reaksi berlangsung sebagai berikut :



Dengan tekanan rendah dan temperature yang lebih rendah, natrium sulfit( $\text{Na}_2\text{S}$ ) teroksidasi menjadi natrium tiosulfat( $\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_3$ ), reaksi lanjutan natrium tiosulfat( $\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_3$ ) menjadi natrium sulfat( $\text{Na}_2\text{SO}_4$ ), natrium merkaptid ( $\text{NaRS}$ ) melepas gugus merkaptan sehingga menjadi natrium hidroksida ( $\text{NaOH}$ ).

Pada tekanan tinggi, antara 14-30 barg, temperatur antara 175- 250°C reaksi oksidasi berlangsung sebagai berikut :



Pada tahap ini natrium bisulfit ( $\text{NaHS}$ ) dan natrium merkaptid( $\text{NaRS}$ ) teroksidasi menjadi natrium sulfat ( $\text{Na}_2\text{SO}_4$ ).

Kondisi operasi yang umum untuk proses WAO ini adalah pada suhu 150-325°C dan tekanan 2069-20690 kPa (20,69-206,9 bar) untuk bisa terjadinya reaksi dengan baik.

Kondisi optimal untuk sulfida adalah pada 250 °C; 13800 kPa (138 bar). Kondisi menyebabkan kebutuhan peralatan yang kompleks dan kebutuhan utilitas yang tidak sedikit.

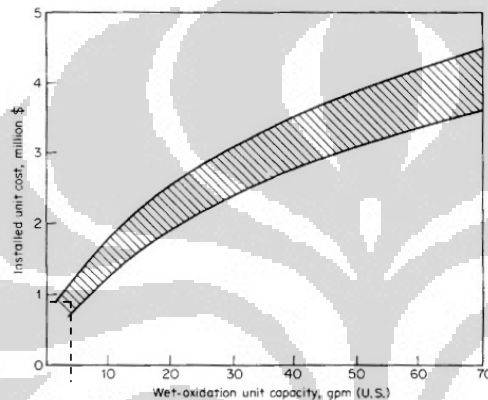
Untuk metode *wet air oxidation* referensi yang digunakan adalah data yang berasal dari “Y” Balongan, Exor Project dengan kapasitas sebesar 17.7

m<sup>3</sup>/hari. Inti dari proses oksidasi menggunakan metode *Wet Air Oxidation* adalah mengubah S<sup>2-</sup> menjadi S<sub>2</sub>O<sub>3</sub><sup>2-</sup>

Sulfur yang terkandung dalam *spent caustic* akan teroksidasi dalam reaksi berikut:



S<sup>2-</sup> berasal dari Na<sub>2</sub>S dan HS<sup>-</sup> berasal dari NaSH. Na<sub>2</sub>S dan NaSH terbentuk dari hasil *scrubbing sour gas* menggunakan larutan kaustik.



**Gambar 4.2.** Kapasitas Pengolahan *Spent Caustic* dan Biaya Instalasi (Freeman,1989)

Gambar 4.2 menunjukkan WAO unit dengan kondisi operasi pada suhu 280 °C dan tekanan 138 bar (kondisi optimal untuk sulfida). Untuk kapasitas *spent caustic* influent sebesar 875 gallon/hari atau sekitar 0.61 gpm, maka dari gambar diatas didapatkan capital cost yang diperlukan adalah sekitar US\$ 1,000,000.00 pada tahun 1960. Untuk maintenance, biaya yang dibutuhkan sekitar 3% dari capital cost.

Pada perhitungan analisa ekonomi dengan input berasal dari data pasar, harga unit WAO sebesar US\$ 2,750,000.00, hal ini mendekati nilai interpolasi untuk perhitungan biaya.

Biaya operasi WAO sebesar US\$ 54,055.6 jika dibandingkan dengan biaya operasi yang dibutuhkan untuk pengolahan limbah industry di wilayah Eropa dengan menggunakan metode *Wet Air Oxidation* adalah 95 Euro/m<sup>3</sup>. Kondisi operasi yang diaplikasikan adalah HP *Wet Air Oxidation*, dengan temperature tinggi 200-325°C dan tekanan operasi lebih dari 175 bar. Beban COD sebesar 10-

80 kg/m<sup>3</sup>. Reaktor yang digunakan dengan tipe bubble column, yang memungkinkan terjadinya kontak antara waste water dan uap yang telah dicampur dengan udara yang mengandung oksigen. Sistem WAO merupakan system tertutup dengan interaksi yang minimum dengan lingkungan. Jika dibandingkan dengan incinerator system WAO tidak menimbulkan pengaruh buruk pada ekologi disebabkan karena vent gas yang dikeluarkan. (Debellefontaine,1999)

Dasar pengolahan dengan WAO adalah memperbanyak kontak antara oksigen dan senyawa organik yang akan dioksidasi. Permukaan kontak antara oksigen dan senyawa organik berbanding lurus dengan pengurangan beban COD. Dalam penelitian Debellefontaine, dilakukan simulasi numeric yang menggambarkan korelasi antara tinggi reaktor dan penurunan nilai COD. Pada kondisi pH 8, nilai penurunan COD sebanding dengan tinggi reaktor. Karakteristik pengolahan yang digunakan dalam simulasi menggunakan bubble column reaktor berdiameter 0,65 meter dengan ratio oksigen 1.25 COD dan laju alir 3,5 m<sup>3</sup>/jam. Metode Wet Air Oxidation yang diaplikasikan dalam penelitian ini, cukup efisien dengan pengurangan COD sebesar 90-95%.

Metode *Wet Air Oxidation* yang digunakan untuk mengolah *sulfidic spent caustic* adalah *MP Wet Oxidation*, atau *wet air oxidation* dengan tekanan sedang antara 20-40 bar dengan temperature antara 200-220 °C. Waktu yang dibutuhkan untuk bereaksi antara 2-4 jam, namun juga dapat berlangsung secara kontinyu sesuai dengan kondisi yang diaplikasikan di Fasilitas Pengolahan Gas “X” .

Kebutuhan utama dari reaksi ini adalah air compressor untuk menyediakan kebutuhan udara bertekanan, ketersediaan *steam* untuk proses oksidasi dan air pendingin untuk mendinginkan keluaran Reaktor yang bersuhu 200-220° C. Temperature baku mutu buangan air limbah yang diijinkan dengan suhu 40°C. Dengan kondisi ini jumlah air pendingin yang dibutuhkan relative besar. Pada Fasilitas Pengolahan Gas “X”, project air pendingin dalam kondisi ambien tidak tersedia, yang ada adalah chilling water dengan temperature suplai 10° C dan chilling water output dengan temperature 30°C.

Tujuan utama dari reaksi ini adalah mengkonversi sulfide menjadi tiosulfat yang selanjutnya teroksidasi menjadi sulfat. Dengan mengkonversi sulfide

menjadi tiodulfat maka biotoksisitas akan berkurang. Kapasitas plant air menjadi lebih besar dengan menggunakan metode ini.

Jika dibandingkan dengan metode wet air oxidation pada tekanan tinggi, jumlah BOD/COD yang tereduksi lebih rendah dan tidak mengurangi potensi foaming yang disebabkan oleh senyawa organik.

Kekurangan dari metode ini adalah tingginya nilai inisial capital. Peralatan-peralatan yang disediakan memiliki spesifikasi tahan terhadap tekanan tinggi, dengan ketebalan material diatas 0.5 mm, dan tahan terhadap asam. Penyebab lain tingginya nilai inisial capital adalah penyediaan unit tambahan untuk pengolahan off gas. Gas buang yang dikeluarkan merupakan gas asam yang tidak dapat dikeluarkan langsung keudara. Gas asam ini dapat diadsorbsi dengan karbon aktif yang telah di impregnasi dengan Cu. Alternatif penanganan gas asam adalah pembakaran di termal oksidizer. Pada Fasilitas Pengolahan Gas “X”, , kemungkinan yang dapat diterapkan adalah pembakaran pada termal oksidizer. Dengan tekanan reactor yang relative besar, maka routing *vent gas* ke termal oksidizer tidak membutuhkan tambahan blower.

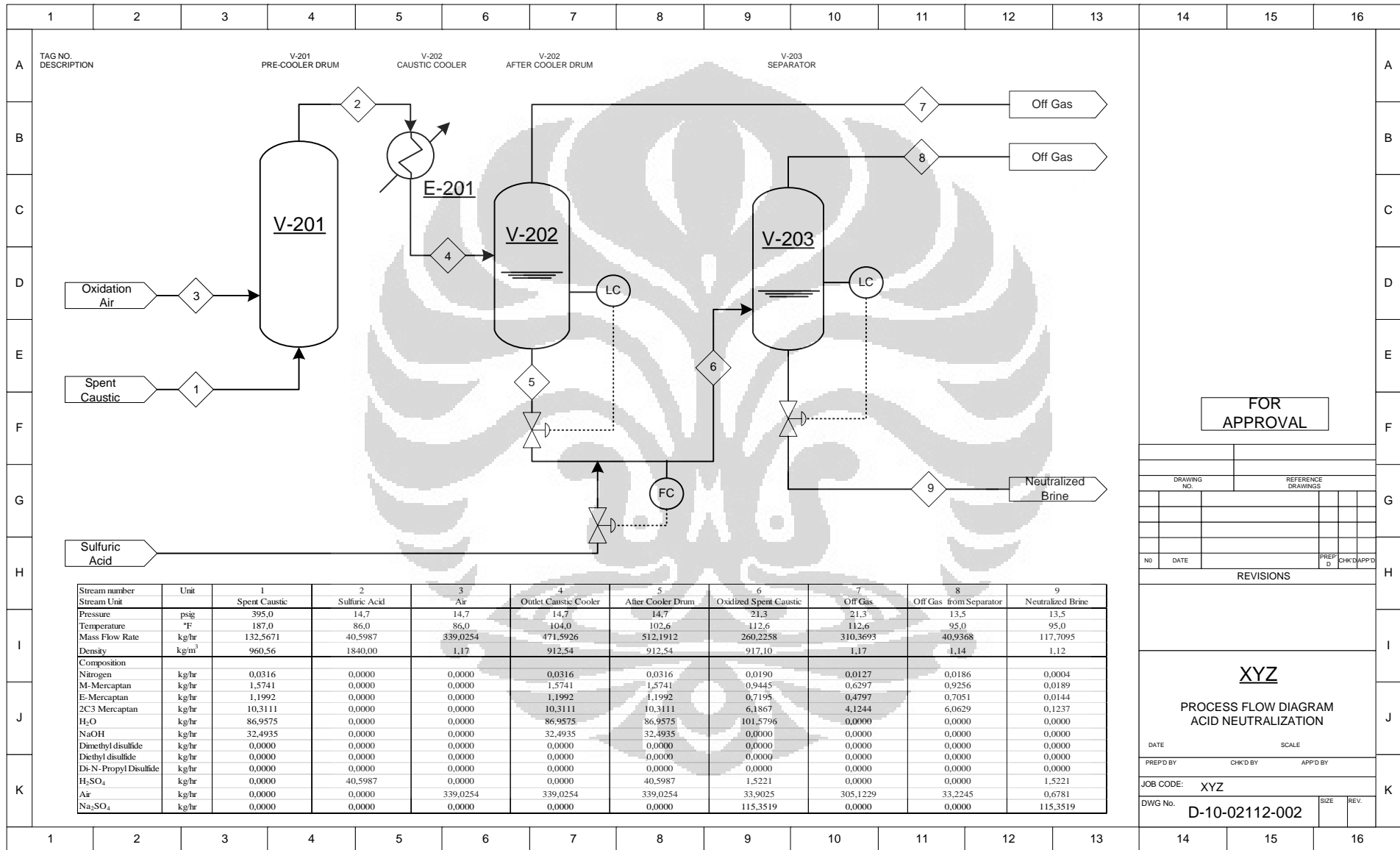
Proses WAO dengan 2 input aliran stream kaustik, berlangsung sama dengan proses yang mengolah *spent caustic* yang berasal dari *Caustic Treatment Unit*. Namun dengan adanya aliran dari *Biological Sulfur Recovery Unit*, risiko terjadinya *scalling* dan *plugging* pada *Heat Exchanger* karena adanya biomassa semakin besar.

#### 4.3.2. Netralisasi Asam

*Spent caustic* dengan temperature 86 °C yang berasal dari *Caustic Treatment Unit* dan udara bertekanan 575 psig dialirkan *Feed Pump* (P-101) ke *Feed Exchanger* (E-101) untuk dipanaskan menggunakan keluaran reaktor sampai suhunya menjadi 120 °C. Setelah itu *Spent Caustic* dialirkan menuju *Caustic Heater* (E-102) untuk dipanaskan sampai 200 °C,sesuai dengan kondisi operasi Reaktor. Keluaran dari *Caustic Heater* menuju *Reactor* (V-101) untuk dioksidasi. Keluaran *Reactor* (V-101) dialirkan menuju *Feed Exchanger* untuk dimanfaatkan panasnya dan menurunkan temperature output. *Pressure control valve* dipasang di keluaran *Feed exchanger* untuk pengaturan tekanan reaktor. Effluent dialirkan



Gambar 4.3 Diagram Alir Netralisasi Asam

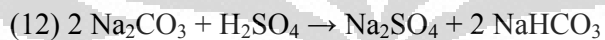


menuju separator dua fasa untuk dipisahkan antara vent gas dan liquida yang teroksidasi. Vent gas dialirkan menuju Thermal Oxidizer untuk dibakar.

Diagram alir dapat dilihat pada Gambar 4.3 Diagram Alir Netralisasi Asam.

Kontrol pH dalam netralisasi merupakan hal yang kritikal, karena material tidak didesain untuk pH operasi rendah. Produksi gas seperti hidrogen sulfide juga harus diminimalkan dari kandungan  $\text{Na}_2\text{S}$ , CO, dan natrium bikarbonat. Merkaptan yang dilepaskan dalam netralisasi juga berakibat tingginya tingkat kebauan dalam larutan garam yang dikeluarkan sebagai effluent.

Reaksi netralisasi *spent caustic* berlangsung sebagai berikut :



Reaksi netralisasi menggunakan  $\text{H}_2\text{SO}_4$  memiliki nilai konversi sulfide yang lebih rendah dibandingkan dengan oksidasi menggunakan hidrogen peroksida dan masih terbentuk sedikit natrium bisulphide sebagai produk.

Hasil reaksi berupa natrium sulfat ( $\text{Na}_2\text{SO}_4$ ) dan natrium bikarbonat ( $\text{NaHCO}_3$ ) dapat dipisahkan melalui pemisahan fisik, dengan pengendapan dalam *clarifier*.

Gas yang berupa merkaptan(RSH), yang dihasilkan dari reaksi akan dibakar di thermal oxidizer, agar baku mutunya memenuhi regulasi pemerintah mengenai emisi SOx.

Reaksi netralisasi berlangsung pada temperature dan tekanan ambien dalam kondisi asam dengan pH3-5. Reaksi berlangsung selama kurang dari 2 jam. Reaktor netralisasi asam dalam kondisi batch, desain operasi menentukan jumlah reactor yang dibutuhkan disesuaikan dengan siklus batch.

Hal yang paling menentukan dari netralisasi asam adalah injeksi asam sulfat dan penanganan stripping gas asam untuk sulfide. Keuntungan metode ini adalah fenol atau asam organik yang memiliki nilai ekonomis dapat *direcovery*.

Kelemahan dari reaksi ini adalah nilai inisial capital dan biaya operasi untuk penghilangan sulfit dengan penambahan unit stripping dan system penanganan gas asam. Kelemahan yang lain adalah kendala penanganan asam sulfat yang bersifat korosif. Inventori untuk penyimpanan asam sulfat dalam jumlah besar membutuhkan penanganan keselamatan yang cukup rumit, karena bentuknya dalam liquid dengan tingkat reaktivitas yang tinggi dan konsentrasinya yang besar. Asam sulfat pekat yang tersedia di pasaran, memiliki konsentrasi 98%. Hal yang berbahaya bagi lingkungan adalah bau yang ditimbulkan dari reaksi ini.

Hal yang penting dalam desain pengolahan *spent caustic* dengan netralisasi asam adalah aspek metalurgi, disebabkan tingkat korosivitas yang tinggi berasal dari kaustik dan asam sulfat. Material yang tahan untuk proses ini adalah alloy 600 clad carbon steel. Pada umumnya *spent caustic* yang diolah dengan metode ini berasal dari nafta, LPG atau pengolahan gas. Desain basis yang digunakan dalam pengolahan ini adalah sebagai berikut :

Pada Fasilitas Pengolahan Gas “X”, plant reaksi berlangsung pada pH dibawah 7 dengan reaksi oksidasi sodium bisulfid dan sodium bikarbonat sebagai berikut :



Oksidasi sodium bisulfid dan bikarbonat dalam *spent caustic* Fasilitas Pengolahan Gas “X”, menghasilkan garam sodium sulfat yang terlarut dalam air. Vent gas yang dihasilkan menghasilkan H<sub>2</sub>S(hidrogen sulfida). Pengontrolan PH dalam reaksi ini harus dilakukan secara seksama karena kandungan merkaptan dan hidrogen sulfide dalam *spent caustic* yang dihasilkan dalam Fasilitas Pengolahan Gas “X”. Kontrol PH diperlukan untuk menjaga ketahanan material. Material tidak didesain untuk pH yang lebih rendah dari 6. Selain itu control pH diperlukan untuk meminimalkan jumlah vent gas seperti hydrogen sulfide yang berasal dari Na<sub>2</sub>S dan CO yang berasal dari sodium karbonat. Merkaptan yang dilepaskan dalam netralisasi mengakibatkan effluent keluaran menjadi berbau, untuk itu proses netralisasi didesain dalam tangki tertutup.

### 4.3.3. Oksidasi menggunakan Hidrogen Peroksida

*Spent caustic* mengalir menuju *Heat Exchanger* (E-301) untuk dipanaskan dari temperature 187° F sampai 212 °F menggunakan keluaran *Reactor*. Selanjutnya *Spent caustic* dipanaskan dalam *Heater* (E-302) sampai temperature 240 °F sesuai dengan kondisi optimum reaksi oksidasi. *Spent caustic* dioksidasi dalam *Reactor* (V-0301) menggunakan hydrogen peroksida dengan menggunakan katalist Ferrum. Untuk menaikkan pH sampai 6-9 NaOH ditambahkan dalam *Neutralization Tank* (T-0302). Setelah pH netral dalam range 6-9 dialirkan menuju *Separator* (V-0302) untuk dipisahkan antara katalis dan liquid yang dapat langsung dibuang ke lingkungan.

Diagram alir dapat dilihat pada Gambar 4.4. Diagram Alir Oksidasi menggunakan Hidrogen Peroksida.

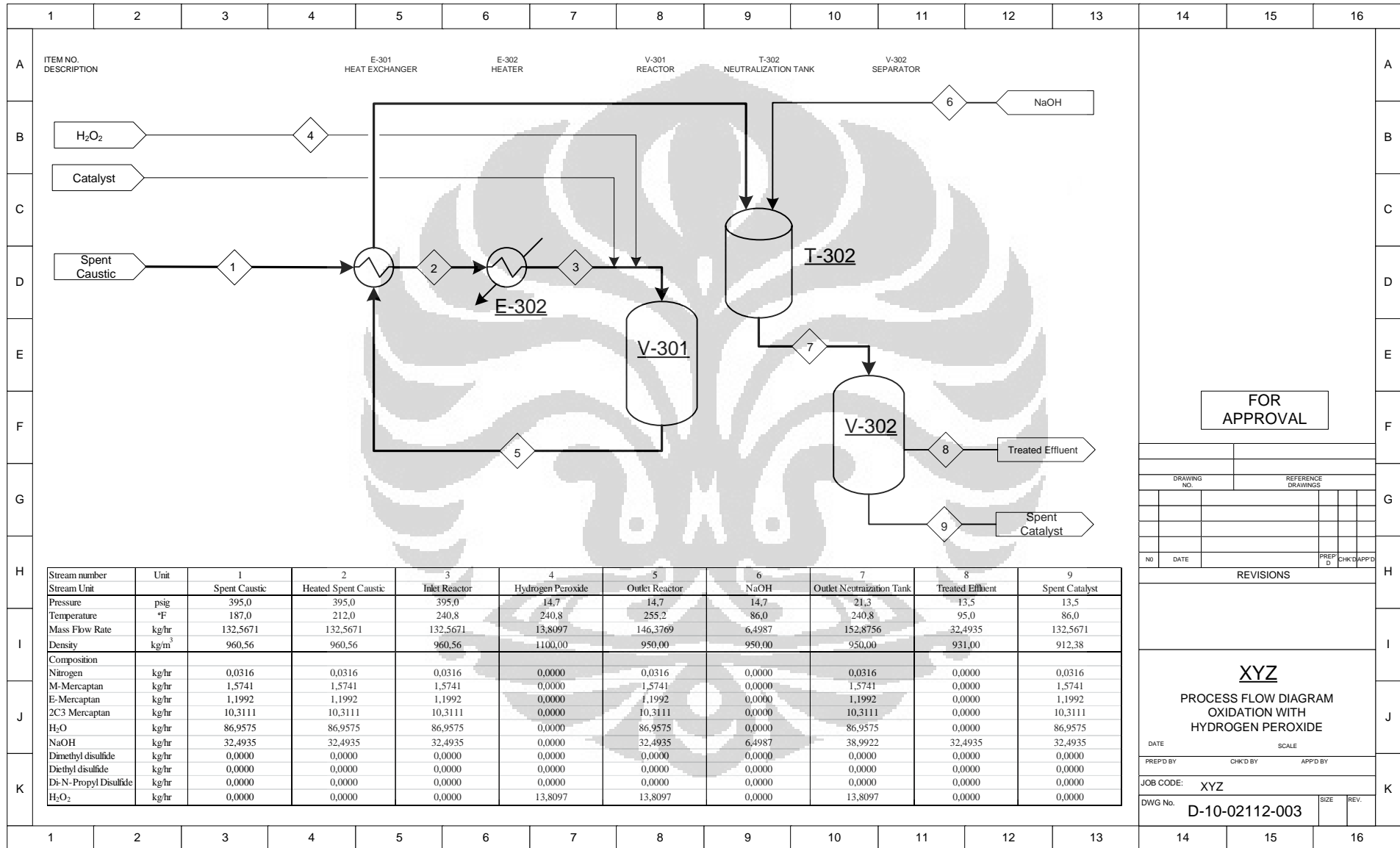
Hidrogen peroksida tersedia dalam beberapa grade, larutan dengan kandungan 30 atau 50% berturut-turut pada umumnya digunakan dalam pengolahan air limbah. Saat ini hydrogen peroksida digunakan untuk mengoksidasi polutan air limbah yang mengandung organik atau toksik yang susah diuraikan secara biologis.

Oksidasi menggunakan hidrogen peroksida merupakan pengolahan yang ideal untuk *spent caustic*. Oksidasi dengan menggunakan hidrogen peroksida membutuhkan biaya investasi dan biaya operasi yang lebih rendah dibandingkan dengan proses pengolahan yang lain, misalnya *Wet Air Oxidation*. Kondisi operasi untuk oksidasi dengan menggunakan hidrogen peroksida berlangsung pada tekanan dan temperature moderat.

Hasil yang dapat diperoleh dengan pengolahan menggunakan hidrogen peroksida antara lain:

- Pengurangan *Chemical Oxygen Demand*(COD) sebesar 99%.
- Cocok untuk pengolahan yang mengkonversi COD menjadi *Biological Oxygen Demand* (BOD), sehingga dapat diaplikasikan sebagai pre-treatment untuk pengolahan dengan proses biologis.
- Menghilangkan komponen karbon seperti phenol.
- Efektif untuk menghilangkan komponen inorganik seperti sulfide dan merkaptan.

Gambar 4.4 Diagram Alir Oksidasi menggunakan Hidrogen Peroksida



Hidrogen peroksida memiliki sifat aman dan memiliki daya oksidasi yang tinggi. Tabel 4.3 menyatakan skala potensial oksidasi.

**Tabel 4.3.** Skala Potensial Oksidasi

No.	Oksidator	Potensial Oksidasi, V
1.	Fluorine	3.0
2.	Radikal hidroksil	2.8
3.	Ozone	2.1
4.	Hidrogen peroksida	1.8
5.	Kalium permanganat	1.7
6.	Klorin dioksida	1.5
7.	Klorin	1.4

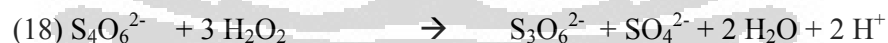
Hidrogen peroksida lebih kuat dibandingkan Chlorine atau Chlorine dioxide. Dengan menggunakan katalis hidrogen peroksida dapat dikonversi menjadi radikal hidroksil, oksidator terkuat kedua setelah fluorine.

Oksidator yang dapat digunakan untuk mengoksidasi sulfida yaitu :

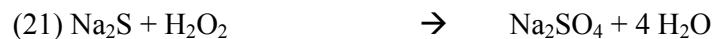
- Hidrogen Peroksida  
Mengoksidasi komposisi sulfida tanpa menghasilkan produk yang berbahaya.
- Gas Klorin  
Pengoksidasi yang sangat mahal & juga sangat berbahaya. Jika salah digunakan & berlebihan dapat bereaksi dengan senyawa organik di dalam aliran limbah yang akan membentuk Klorin seperti kloroform
- Hipoklorit  
Lebih mudah penanganannya dari Gas Klorin, tetapi lebih mahal. Klorin, Hipoklorit juga membentuk Klorin Organik.
- Klorin Dioksida  
Tingkat pengoksidasiannya tinggi. Klorin dioksida tidak membentuk chlorine sebagai mana klorine atau hipoklorit. Harga lebih mahal dari kedua bahan kimia tersebut.
- Ozon  
Pengoksidasi yang kuat yang mampu menghilangkan H<sub>2</sub>S & mengurangi komposisi sulfida lainnya. Ozon membutuhkan alat yang mahal & sulit dalam penanganannya.

- Potassium Permanganat  
Pengoksidasiannya tinggi, tetapi relative lebih mahal. Berupa serbuk ungu yang sangat sulit untuk penanganannya. Permanganat dapat mengendap sebagai Manganese oksida
- *Precipitation*  
Ferrous klorida dan ferrous sulfat dapat digunakan untuk pengendapan iron sulfides. Harga presipitasi jenis ferrous klorida dan ferrous sulfat lebih murah dibandingkan dengan koagulan atau flokulan jenis lain dan dapat menambah kandungan oksigen di dalam system pengolahan biologis. Buangan sludge yang mengandung besi merupakan permasalahan yang harus di perhitungkan.
- Nitrate  
Pada kolam buatan penambahan nitrate membantu mengurangi populasi organisme. Karena metode ini membutuhkan waktu. Tidak efektif pada sistem dinamik. Relatif murah, yang membutuhkan 10-20 bagian nitrate untuk menghancurkan satu bagian hidrogen sulphide.

Untuk pemakaian hidrogen peroksida, proses oksidasi yang terjadi adalah melalui 4 tahap sebagai berikut :



Reaksi tersebut secara umum dituliskan sebagai berikut untuk mengoksidasi komponen utama yaitu sulfit :



Reaksi berlangsung dalam kondisi tekanan dan temperature ambient dalam kondisi basa pH 8-9. Hal yang paling utama dalam reaksi ini adalah injeksi hidrogen peroksida. Tujuan utama dari reaksi ini adalah mengoksidasi sulfit. Kelebihan dari metode ini adalah nilai inisial capital yang kecil. Namun

dengan laju alir *spent caustic* yang besar kebutuhan hidrogen peroksida akan meningkat. Ketersediaan akan jumlah hidrogen peroksida menjadi kendala dari metode ini.

Sulfat yang terbentuk dari hasil reaksi akan berikatan dengan NaOH membentuk  $\text{Na}_2\text{SO}_4$ . Garam  $\text{Na}_2\text{SO}_4$  dapat dipisahkan dengan pemisahan fisik melalui pengendapan.

Penelitian yang dilakukan oleh Shih untuk pengolahan *spent caustic* dengan kombinasi antara netralisasi dan reaksi fenton menyatakan bahwa nilai pengurangan COD sebesar 90% dengan menggunakan netralisasi dan sekitar 96% dari  $\text{H}_2\text{S}$  removal. Nilai akhir COD sebesar 4.1 g/l. Kandungan non sulfide dalam *spent caustic* bersifat stabil. Kandungan COD rata-rata sebesar 2.85 g/l. Vent gas mengandung  $\text{H}_2\text{S}$  lebih dari 90% vol dan hidrokarbon kurang dari 0.6%. Dalam aplikasinya untuk proyek Fasilitas Pengolahan Gas “X”, nilai  $\text{H}_2\text{S}$  yang tinggi dapat ditanggulangi karena adanya termal oxidizer yang berfungsi untuk membakar gas asam. Panas pembakaran yang dihasilkan digunakan untuk memanaskan *hot oil* sebagai heating medium. (Shih-Hsiungsheu, 2001)

#### 4.3.4. Insinerator

*Spent caustic*, *fuel gas* dan *combustion air* masuk ke Combustion Chamber (C-0401) untuk dibakar dengan temperature 800°C. Hasil pembakaran mengalir ke Quenching Chamber (C-0402) untuk diturunkan temperaturnya dengan kontak dengan liquid yang disirkulasi. Sebagian liquid dialirkan ke Venturi Scrubber (S-0401) dikontakkan dengan service water untuk mengambil komponen pembakaran yang berada dalam fase gas. Scrubbing liquid selanjutnya dilakukan dalam Flue gas Scrubber (S-0402) sebelum flue gas dibuang melewati Stack (W-0401).

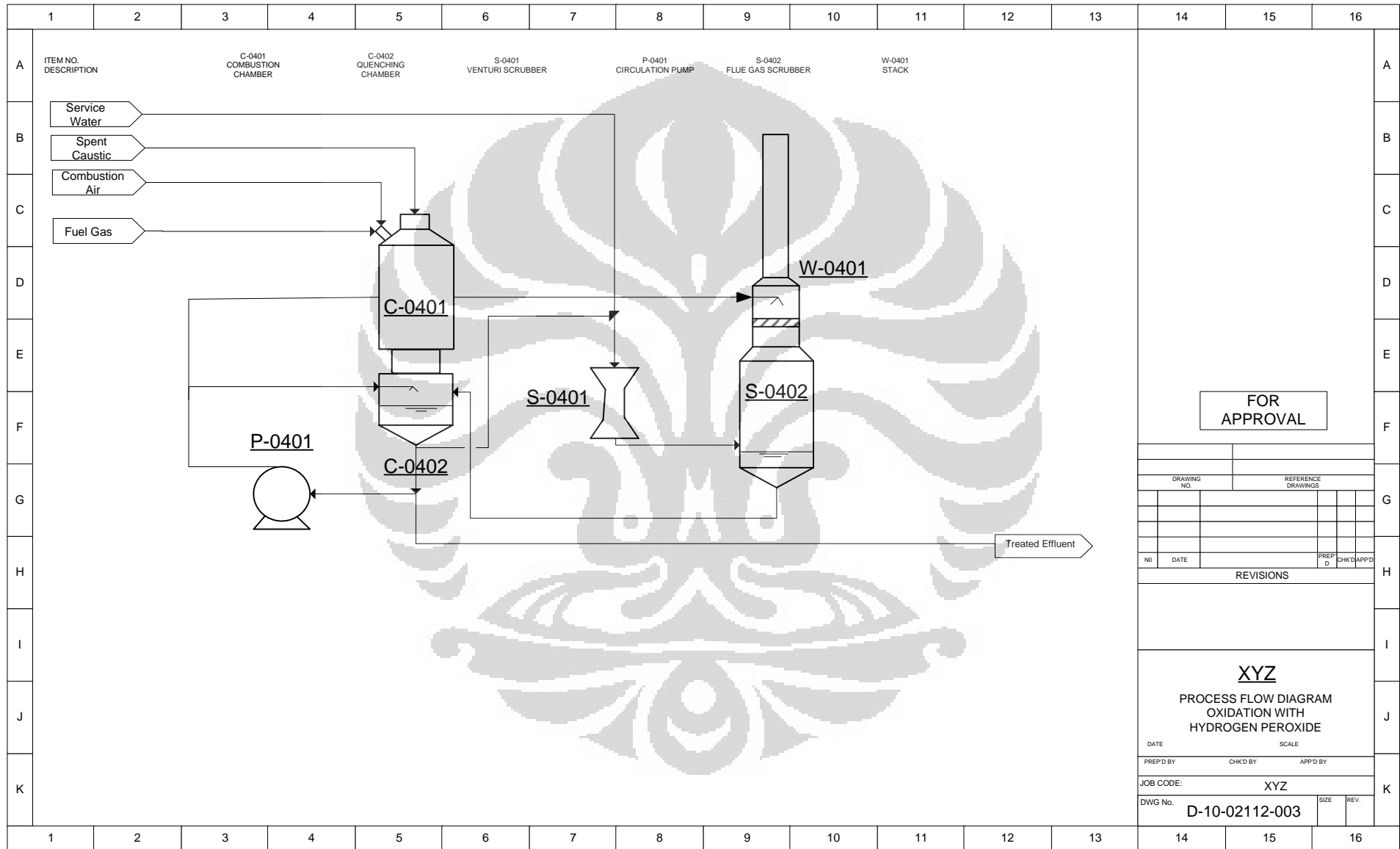
Diagram alir dapat dilihat pada Gambar 4.5 Diagram Alir Insinerator.

Data untuk neraca massa tidak diperoleh, namun data yang ada berupa *utility consumption* untuk menghitung biaya operasi.

Insinerator membakar *spent caustic* dalam ruang bakar pada temperature minimum 800°C. Untuk menaikkan temperature maka dibutuhkan *fuel gas* sebesar 0.45 MMSCFD. Jumlah *fuel gas* yang dibutuhkan cukup besar untuk membakar



Gambar 4.5 Diagram Alir Insinerator



*spent caustic*. Parameter lain yang harus dipertimbangkan dalam aplikasi incinerator adalah emisi yang ditimbulkan dalam pembakaran *spent caustic* yang mengandung sulfur. Gas hasil pembakaran berpotensi mengandung SO<sub>x</sub> dalam jumlah besar, disebabkan kandungan hidrogen sulfide dalam *feed gas* sebesar 7000 ppmv.

Jika dibandingkan dengan penelitian Lee, C(2006), insinerator yang diaplikasikan dalam Fasilitas Pengolahan Gas “X”, Plant adalah insinerator untuk pembakaran liquid limbah, sehingga bahaya operasi yang disebabkan oleh fly ash tidak terjadi dalam kasus ini. Fly ash dihasilkan dari pembakaran solid mengacu pada penelitian yang dilakukan oleh Lee, menghasilkan bahan berbahaya dalam keluaran fly ashnya yaitu polychlorinated dibenzo-p-dioxins dan dibenzofurans.

Dalam incinerator, dengan temperature ruang bakar 800°C, sodium bisulfit(Na<sub>2</sub>S),sodium sulfit(NaHS), sodium tiosulfat (Na<sub>2</sub>S<sub>2</sub>O<sub>3</sub>), sodium merkaptan (NaRS), sodium bikarbonat(NaHCO<sub>3</sub>), sodium karbonat(Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>), terurai menjadi karbon dioksida (CO<sub>2</sub>) dan air (H<sub>2</sub>O).

Pemutusan rantai ikatan pada komponen-komponen penyusun *spent kaustik* membutuhkan energi yang tinggi. Bahan bakar yang digunakan adalah *fuel gas*. *Fuel gas* yang dibutuhkan untuk pembakaran *spent kaustik* sebesar 0.01 MMSCFD.

Energi yang dibutuhkan relative lebih besar dibandingkan dengan ketiga metode yang lain. Selain itu biaya investasi untuk penyediaan dan konstruksi furnace termasuk *burner* dan *refractory brick* lebih besar dibandingkan dengan metode yang lain.

Jika dalam metode oksidasi menggunakan bahan kimia sebagai oksidator untuk menurunkan energi aktivasi sehingga reaksi dapat berlangsung, namun dalam *incinerator*, reaksi berlangsung dengan adanya temperature ruang bakar yang tinggi.

Alat pengontrol temperature ruang bakar, dipasang parallel dengan laju aliran *fuel gas* ke *burner*. Temperatur control valve mengatur suhu pembakaran, dengan variable input yang berasal dari laju aliran *fuel gas*.

Pengolahan dengan menggunakan incinerator dengan pembakaran telah dilakukan sejak tahun 1960. Namun besarnya konsumsi *fuel gas* yang dibutuhkan untuk pembakaran menjadikan teknologi ini tidak reliable. Pada *Ethylene Plant* di Saudi Arabia incinerator yang digunakan saat ini menggunakan bahan bakar waste oil. *Waste oil* tidak terdapat dalam Fasilitas Pengolahan Gas “X”, sehingga aplikasi ini tidak lagi memungkinkan.

#### 4.3.5. Proses Pengolahan Biologis

Proses pengolahan biologis pada pengolahan limbah menggunakan bakteri. Bakteri mengkonversi sulfur dan sulfid menjadi sulfat, serta bikarbonat menjadi karbonat.

Bakteri yang digunakan dalam lingkungan dengan tingkat salinitas yang tinggi, sehingga tahan terhadap garam. Secara teoritis reaksi lanjutan dari pengolahan yang ada pada BSRU ini memungkinkan untuk berlangsungnya reaksi.

Proses pengolahan biologis berlangsung dalam *Bioreactor(R-501)* dengan proses aerasi. Udara dan nutrient diinjeksikan ke dalam *Bioreactor* secara kontinyu. Udara yang diinjeksikan untuk memenuhi kebutuhan oksigen dalam proses oksidasi.

Diagram alir dapat dilihat pada Gambar 4.6 Diagram Alir Pengolahan Biologis.

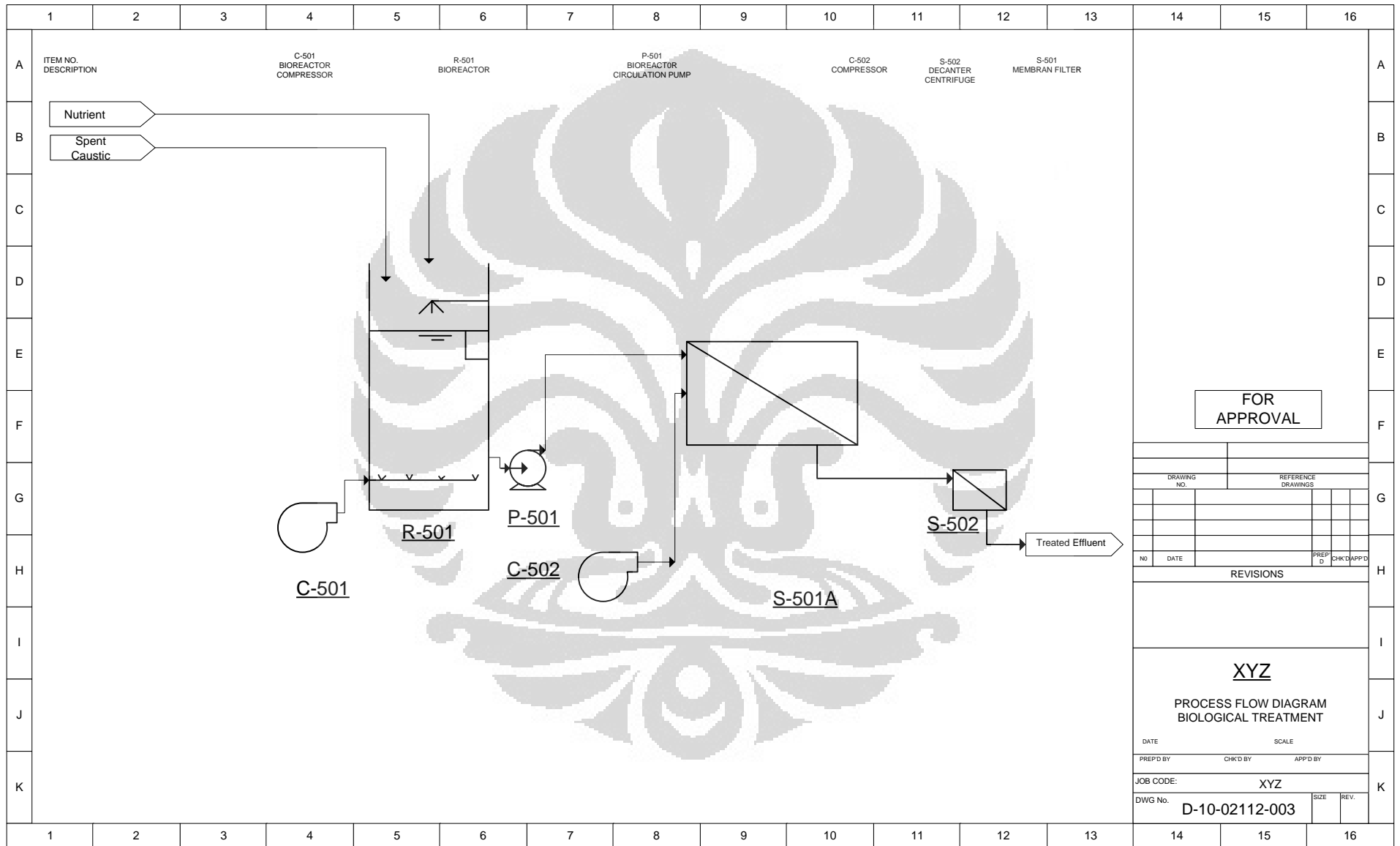
#### 4.4. Aspek Operabilitas

Pengolahan *spent caustic* menggunakan hidrogen peroksida relatif lebih mudah untuk dioperasikan. Parameter control yang diatur jumlahnya lebih sedikit dibandingkan dengan ketiga metode yang lain.

Jumlah injeksi hidrogen peroksida yang ditentukan dari kuantitas mercaptan yang akan dioksidasi merupakan parameter utama operasi untuk pengolahan *spent caustic*.

Pengolahan dengan *wet air oxidation* memiliki beberapa parameter utama yang harus dikontrol, yang meliputi jumlah laju alir udara, jumlah steam,

Gambar 4.6 Diagram Alir Pengolahan Biologis



temperature dan tekanan operasi kolom. Parameter tersebut mempengaruhi hasil konversi merkaptan dalam kolom oksidator.

Pengolahan dengan insinerator, relatif lebih mudah dibandingkan dengan *wet air oxidation*. Parameter yang dikontrol adalah laju alir *fuel gas* yang menentukan temperature ruang bakar. Namun metode ini membutuhkan jumlah utilitas yang besar, dengan temperature ruang bakar minimum sebesar 800 °C. Untuk menjaga temperature ruang bakar rasio *fuel gas*, *spent caustic* dan laju alir udara harus dijaga secara optimum. Selain *fuel gas*, *cooling water* yang digunakan sebagai pendingin juga mempengaruhi jumlah utilitas yang besar.

#### 4.5. Perhitungan Biaya Investasi

Biaya investasi dihitung berdasarkan spesifikasi peralatan yang telah dilakukan, dengan masukan dari vendor dan *Licensor*. Hasil dari perhitungan biaya investasi dalam Tabel 4.4.

**Tabel 4.5.1** Hasil Perhitungan Biaya Investasi Tahap Perhitungan 1

No.	Metode	Estimasi Harga Peralatan
		US\$
1	Netralisasi Asam	\$950,000.00
2	Oksidasi Hidrogen Peroksida	\$1,245,000.00
3	<i>Wet Air Oxidation</i>	\$2,750,000.00
4	Insinerator	\$4,200,000.00

**Tabel 4.5.2** Hasil Perhitungan Biaya Peralatan

ALTERNATIF	METODE	HARGA	TOTAL EQUIPMENT COST
1	A. WET AIR OXIDATION	\$ 5,000,000.00	\$ 5,000,000.00
2	B1. AERASI-BIOLOGIS	€ 1,978,750.00	\$ 2,500,000.00
	B2. OKSIDASI SENYAWA KIMIA	\$ 250,000.00	\$ 250,000.00

Biaya investasi menggunakan *Wet Air Oxidation* memiliki nilai yang paling tinggi dibandingkan dengan ketiga metode yang lain. Hal ini disebabkan karena kondisi operasi *Wet Air Oxidation* berlangsung pada temperature dan tekanan dan tekanan tinggi. Sehingga ketebalan dinding equipment bertambah dan

*safety devices* yang melengkapi peralatan lebih kompleks dibandingkan ketiga sistem yang lain. Hal ini termasuk juga instrumentasi control dan *logic interlock* yang diaplikasikan.

**Tabel 4.5.3** Hasil Perhitungan Total Biaya Investasi

		<b>KASUS-1: WET AIR OXIDATION</b>	<b>KASUS-2.1: AERASI BIOLOGIS</b>	<b>KASUS-2.2: OKSIDASI KIMIA</b>
<b>URAIAN</b>	<b>PEMBOBOTAN</b>	<b>USD</b>		
<b>Process Unit</b>				
Total Equipment Cost	<b>1</b>	\$ 5,000,000.00	\$ 2,500,000.00	\$ 250,000.00
Installed	0.41	\$ 2,050,000.00	\$ 1,025,000.00	\$ 102,500.00
- Piping	0.34	\$ 1,700,000.00	\$ 850,000.00	\$ 85,000.00
- Instrumentation	0.13	\$ 650,000.00	\$ 325,000.00	\$ 32,500.00
- Electrical	0.13	\$ 650,000.00	\$ 325,000.00	\$ 32,500.00
- Site Preparation	0.15	\$ 750,000.00	\$ 375,000.00	\$ 37,500.00
- Auxiliaries	0.52	\$ 2,600,000.00	\$ 1,300,000.00	\$ 130,000.00
Total Physical Plant	<b>2.68</b>	\$ 13,400,000.00	\$ 6,700,000.00	\$ 670,000.00
Field Expense	0.3	\$ 1,500,000.00	\$ 750,000.00	\$ 75,000.00
Engineering	0.3	\$ 1,500,000.00	\$ 750,000.00	\$ 75,000.00
Direct Plant Cost	<b>3.28</b>	\$ 16,400,000.00	\$ 8,200,000.00	\$ 820,000.00
Owner Cost	0.1	\$ 500,000.00	\$ 250,000.00	\$ 25,000.00
Contractor's Fee, Overhead, Profit	0.12	\$ 600,000.00	\$ 300,000.00	\$ 30,000.00
Contingency	0.2	\$ 1,000,000.00	\$ 500,000.00	\$ 50,000.00
Total Fixed Capital Investment	<b>3.7</b>	\$ 18,500,000.00	\$ 9,250,000.00	\$ 925,000.00

#### 4.6. Perhitungan Kebutuhan Utilitas

Perhitungan untuk mengetahui besarnya kebutuhan utilitas ditentukan dari neraca masa yang kemudian dihitung dalam spesifikasi masing-masing peralatan.

Hasil dari perhitungan kebutuhan utilitas dapat dilihat pada table 4.6.1.

**Tabel 4.6.1** Hasil Perhitungan Kebutuhan Utilitas

METODE	Unit	NETRALISASI ASAM	OKSIDASI DENGAN HIDROGEN PEROKSIDA	WET AIR OXIDATION	INCINERATOR
<b>1. Bahan Kimia</b>					
1.1 H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	m <sup>3</sup> /jam	0.221	0.0000	0.0132	0.0000
1.2 H <sub>2</sub> O <sub>2</sub>	m <sup>3</sup> /jam	0.0000	0.0126	0.0000	0.0000
1.3 NaOH	m <sup>3</sup> /jam	0.0000	0.0068	0.0021	0.0000
<b>2. Utilitas</b>					
2.1 Steam	kg/h	0.0000	15.0000	60.0000	0.0000
2.2 Air Pendingin	m <sup>3</sup> /jam	40.0000	20.0000	90.0000	320.0000
2.3 Fuel Gas	MMSCFD	0.0000	0.0000	0.0000	0.0100
2.4 Katalis Ferrum	m <sup>3</sup> /tahun	0.0000	0.25	0.0000	0.0000
2.4 Plant Air	Nm <sup>3</sup> /h	6.00	8.0000	50.0179	645.0000
2.5 Daya Listrik	kW/h	35.0000	14.0000	170.0000	73.0000

**Tabel 4.6.2** Hasil Perhitungan Kebutuhan Utilitas WAO, Pengolahan Biologis & Oksidasi Peroksida

No	KEBUTUHAN UTILITAS	WAO	AERASI	OKSIDASI KIMIA
a	Power	400 kW	100 kW	50 kW
b	Caustic	4,896-16,344 kg/day	Tidak Dibutuhkan	Tidak Dibutuhkan
c	Nutrient	Tidak Dibutuhkan	120 l/day	Tidak Dibutuhkan
d	Chilled Water	60 gpm	200 gpm	Tidak Dibutuhkan
e	Demin Water	10 m <sup>3</sup> /hr	Tidak Dibutuhkan	Tidak Dibutuhkan
f	Instrument Air	10-50 Nm <sup>3</sup> /h	Tidak Dibutuhkan	Tidak Dibutuhkan
g	Pressurized Air	300 lb/h	Tidak Dibutuhkan	Tidak Dibutuhkan
h	Hot Oil	150 gpm	Tidak Dibutuhkan	Tidak Dibutuhkan
i	HCl	Tidak Dibutuhkan	Tidak Dibutuhkan	275.000 l/day
j	Potable	Tidak Dibutuhkan	Tidak Dibutuhkan	8 m <sup>3</sup> /day
k	Compressed Air	Tidak Dibutuhkan	Tidak Dibutuhkan	200 NM <sup>3</sup> /Hr
l	H <sub>2</sub> O <sub>2</sub>	Tidak Dibutuhkan	Tidak Dibutuhkan	25 kg/day
m	Poly Aluminium Chloride (PAC)	Tidak Dibutuhkan	Tidak Dibutuhkan	175 kg/day
n	Amida Based polymer	Tidak Dibutuhkan	Tidak Dibutuhkan	15 kg/day

Jumlah kebutuhan utilitas yang dibutuhkan oleh unit pengolah *spent caustic* relatif kecil jika dibandingkan dengan keseluruhan plant. Berikut keseluruhan kebutuhan plant :

**Tabel 4.6.3** Kebutuhan Utilitas Fasilitas Pengolahan Gas “X”

No	Deskripsi	Jumlah
1	Listrik	6500 kW
2	Demin Water	60 gpm
3	Instrument Air	1200 Nm <sup>3</sup> /jam
4	Nitrogen	450 Nm <sup>3</sup> /jam
5	Potable Water	10 gpm
6	Raw Water	150 gpm
7	Plant Air	1800 Nm <sup>3</sup> /jam
8	Chilled Water	400 gpm
9	Hot Oil	1300 ton/jam

Kebutuhan listrik untuk pengolahan *spent caustic* sebesar 2-5 % dari total kebutuhan listrik. Kebutuhan utilitas secara keseluruhan rata-rata sekitar 3.5 % dari total kebutuhan utilitas plant.

#### 4.7. Perhitungan Biaya Operasi

Perhitungan biaya operasi ditentukan dari jumlah kebutuhan utilitas untuk masing-masing metode. Jumlah kebutuhan utilitas kemudian dikalikan dengan nilai satuan utilitas dan bahan kimia. Hasil perhitungan biaya operasi dapat dilihat pada table 4.7.1

**Tabel 4.7.1** Hasil Perhitungan Biaya Operasi Tahap 1

NO.	METODE	BIAYA OPERASI
1	Netralisasi Asam	\$ 41,111.1
2	Oksidasi Hidrogen Peroksida	\$ 14,305.6
3	<i>Wet Air Oxidation</i>	\$ 54,055.6
4	Incinerator	\$ 52,483.3



**Tabel 4.7.2** Hasil Perhitungan Biaya Operasi Tahap 2

NO.	METODE	BIAYA OPERASI
1	<i>Wet Air Oxidation</i>	\$1,166,447.92
2	Biologis & Oksidasi Hidrogen Peroksida	\$ 1,560,562.67

#### 4.8. Analisis Ekonomi

Perhitungan analisa ekonomi dilakukan dari perhitungan biaya yang telah dilakukan. Tidak ada keuntungan untuk pembangunan unit pengolahan air limbah. Denda dan sangsi administratif yang disebutkan pada Undang-Undang No. 32/2009 yang meliputi penghentian proses produksi, dihitung sebagai pendapatan yang diperoleh untuk pembangunan unit pengolahan *spent caustic*.

Netralisasi dengan asam, memiliki nilai konversi yang lebih kecil dibandingkan dengan oksidasi dengan hidrogen peroksida dan membutuhkan jumlah utilitas yang lebih besar. Parameter kontrol antara netralisasi asam dan oksidasi dengan menggunakan hidrogen peroksida salah satunya adalah nilai pH.

Parameter control yang mempengaruhi laju reaksi memiliki pengaruh yang signifikan dalam operability unit. Tinjauan dari aspek operability menyatakan bahwa pengolahan *spent caustic* dengan menggunakan hidrogen peroksida lebih tinggi, jika dibandingkan dengan ketiga metode yang lain.

Analisis sensitivitas dilakukan dalam pemilihan teknologi pengolahan *spent kaustik*, untuk mengetahui pengaruh biaya operasi dan biaya investasi dalam pembobotan pengambilan keputusan. Perhitungan analisa sensitivitas dapat dilihat pada Lampiran 3. Hasil analisa sensitivitas menunjukkan bahwa pengaruh OPEX pada metode Netralisasi Asam relative lebih tinggi dibanding dengan CAPEX. Pengaruh ini disebabkan tingginya harga  $H_2SO_4$  yang mempengaruhi biaya operasi. Untuk oksidasi dengan hydrogen peroksida, rendahnya OPEX tidak berpengaruh pada nilai IRR. Pada metode WAO dan Insinerator Nilai IRR negatif. Hal ini disebabkan oleh tingginya biaya investasi, sedangkan unit pengolahan *spent caustic* merupakan unit non profit. Nilai

pengambalian modal dengan biaya investasi dan biaya operasi WAO dan Insinerator sangat kecil.

Hasil analisa dapat dilihat pada Tabel 4.8 sebagai berikut :

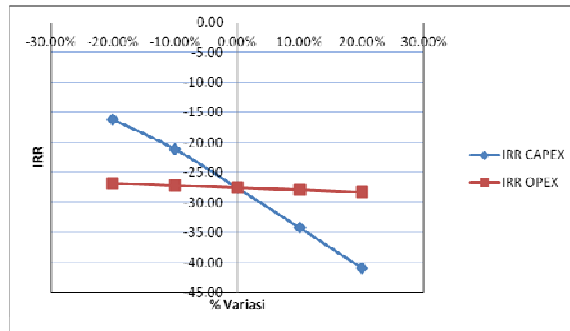
**Tabel 4.8.1** Hasil Analisis Sensitivitas terhadap Nilai IRR Variabel CAPEX & OPEX

Persentasi Variasi	Netralisasi Asam		Oksidasi H <sub>2</sub> O <sub>2</sub>		WAO		Insinerator	
	CAPEX	OPEX	CAPEX	OPEX	CAPEX	OPEX	CAPEX	OPEX
20.00%	6.44	10.15	13.75	16.65	-40.88	-28.30	-83.57	-62.21
10.00%	8.65	10.50	15.24	16.69	-34.16	-27.93	-72.31	-61.79
0.00%	10.85	10.85	16.72	16.72	-27.57	-27.57	-61.38	-61.38
-10.00%	13.03	11.20	18.20	16.76	-21.10	-27.20	-50.79	-60.97
-20.00%	13.90	11.55	19.01	16.80	-16.17	-26.84	-42.08	-60.57

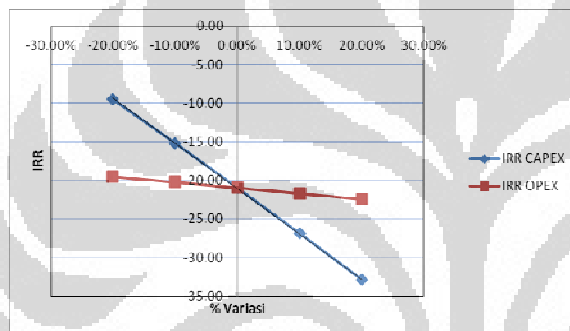
**Tabel 4.8.2** Hasil Analisis Sensitivitas terhadap Nilai IRR Variabel CAPEX & OPEX

Persentasi Variasi	KASUS-1		KASUS-2	
	CAPEX	OPEX	CAPEX	OPEX
20.00%	-32.01	-21.77	-82.18	-68.89
10.00%	-26.09	-21.02	-70.11	-63.57
0.00%	-20.27	-20.27	-58.43	-58.43
-10.00%	-14.56	-19.53	-47.14	-53.47
-20.00%	-8.94	-18.79	-36.20	-48.66

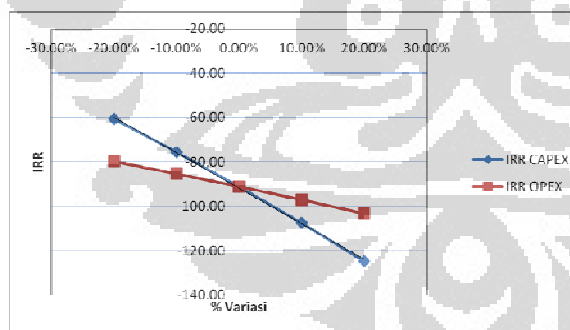
Tingkat sensitivitas terhadap variable biaya operasi dan biaya investasi tidak memiliki pengaruh yang signifikan. Slope dari plot hasil perhitungan memiliki selisih 2.41 dalam regresi linear. Hasil analisa sensitivitas menjadikan selisih point pembobotan antara biaya operasi dan biaya investasi bernilai kecil, sebesar 5%. Pembobotan untuk parameter biaya operasi sebesar 30% dan biaya investasi sebesar 25%. Grafik hasil analisa sensitivitas untuk metode oksidasi dengan hydrogen peroksida dapat dilihat pada Gambar. 4.8.3.



**Gambar 4.8.3.** Hasil Analisis sensitivitas terhadap Nilai IRR Variabel CAPEX & OPEX untuk metode Oksidasi Hidrogen Peroksida



**Gambar 4.8.4.** Hasil Analisis sensitivitas terhadap Nilai IRR Variabel CAPEX & OPEX Kasus-1



**Gambar 4.8.5.** Hasil Analisis sensitivitas terhadap Nilai IRR Variabel CAPEX & OPEX Kasus-2

Kapasitas Pengolahan *Spent Caustic* dan Biaya Instalasi.

Parameter yang dipertimbangkan antara lain meliputi :

1. Tingkat kesiapan teknologi.

Tingkat kesiapan teknologi dikelompokkan menjadi 9 tingkat, mengacu pada referensi pada Section 2.9

2. Kebutuhan utilitas-biaya operasi

Jumlah utilitas yang dibutuhkan untuk menjalankan metode tersebut menentukan besarnya biaya operasi ditambah dengan biaya tenaga kerja langsung dan tidak langsung.

3. Biaya investasi

Biaya investasi ditentukan dari harga seluruh peralatan yang dibutuhkan dalam metode yang ditinjau.

Matrikulasi penilaian untuk keempat parameter tersebut, dapat dilihat pada table 4.9.1-2 berikut :

**Tabel 4.9.1** Matrikulasi Pemilihan Spent Kaustik

No.	Metode	Tingkat Kesiapan Teknologi	Biaya Operasi-Kebutuhan Utilitas	Biaya Investasi	Nilai Akhir
		30%	40%	30%	
1	Wet Air Oxidation Method	9	2	6	5.30
2	Netralisasi Asam	7	2	10	5.90
3	Oksidasi Hidrogen Peroksida	8	10	8	<b>8.80</b>
4	Insinerator	9	2	2	4.10

**Tabel 4.9.2** Matrikulasi Pemilihan Spent Kaustik

No.	Metode	Tingkat Kesiapan Teknologi	Biaya Operasi-Kebutuhan Utilitas	Biaya Investasi	Nilai Akhir
		30%	40%	30%	
1	Wet Air Oxidation Method	4	6	4	4.80
3	Oksidasi Hidrogen Peroksida-Aerasi Biologis	6	4	8	<b>5.80</b>

Metode Wet Air Oxidation dan Insinerator memperoleh nilai 2, dalam penilaian biaya operasi, disebabkan karena tingginya jumlah utilitas yang dibutuhkan dalam kedua metode ini. Kedua metode ini tidak efisien karena dalam prosesnya memerlukan temperature yang tinggi, sedangkan limbah keluaran setelah diolah dapat dibuang ke lingkungan dengan suhu 45° C. Energi alam jumlah cukup besar diperlukan untuk pemanasan dan pendinginan dalam satu siklus pengolahan. Hal ini yang mengakibatkan metode Wet Air Oxidation dan insinerator tidak efektif dalam pemakaian energi.

Metode oksidasi menggunakan hidrogen peroksida, memperoleh nilai tertinggi, disebabkan karena rendahnya biaya operasi. Dalam analisa sensitivitas, kebutuhan utilitas yang menentukan besarnya biaya operasi memiliki nilai bobot yang tinggi, sebesar 30%.

Dengan tingginya nilai akhir untuk metode oksidasi dengan hidrogen peroksida, maka dapat disimpulkan bahwa metode ini merupakan metode yang paling tepat untuk diaplikasikan dalam pengolahan *Spent Caustic* dalam Fasilitas Pengolahan Gas “X”.

Pada perhitungan tahap kedua kombinasi oksidasi dengan hydrogen peroksida dan biologis memiliki nilai 5,8, atau 1 point lebih tinggi jika dibandingkan dengan menggunakan Wet Air Oxidation.

## BAB 5

### KESIMPULAN DAN SARAN

#### 5.1. Kesimpulan

- Analisis sensitivitas untuk Pengolahan *spent caustic* yang berasal dari *Caustic Treatment Unit*, pada masing-masing metode tidak menunjukkan pengaruh yang signifikan terhadap variable biaya operasi dan biaya investasi.
- Hasil matrikulasi penilaian untuk pengolahan *spent caustic* menggunakan *wet air oxidation*, netralisasi asam, hidrogen peroksida dan incinerator memiliki nilai 5,30 , 5,90 , 8,80, dan 4,10
- Pengolahan *spent caustic* yang berasal dari *Caustic Treatment Unit* menggunakan hidrogen peroksida, berdasarkan tinjauan dari aspek utilitas, operabilitas, dan analisa ekonomi, merupakan pengolahan yang paling menguntungkan dibandingkan dengan metode yang lain.
- Analisis sensitivitas untuk Pengolahan *spent caustic* yang berasal dari *Caustic Treatment Unit Biological Sulphur Recovery Unit*, pada masing-masing metode menunjukkan pengaruh yang signifikan terhadap variable biaya operasi dan biaya investasi.
- Hasil matrikulasi penilaian untuk pengolahan kedua jenis limbah menunjukkan bahwa metode kombinasi antara biologis dan oksidasi dengan peroksida memiliki nilai 6.9.

#### 5.2. Saran

- Dalam parameter penilaian perlu ditambahkan aspek operabilitas yang berhubungan dengan pelaksanaan teknis operasi untuk setiap metode.

## DAFTAR PUSTAKA

- Ahmad, N. (2009). "Remediation of sulfidic wastewater by catalytic oxidation with hydrogen peroxide." *Journal of Environmental Sciences* 21 1735–1740.
- Anjou, R. (1999). "Wet air oxidation: past, present and future." *Catalysis Today* 53 81–91.
- Bahranowski, K. (2001). "Oxidation of aromatic hydrocarbons with hydrogen peroxide over Zn,Cu,Al-layered double hydroxides." *Applied Clay Science* 18 93–101
- Beltran, F. J. (1997). "Wet Air Oxidation of Phenol : Factors That May Influence Global Kinetics." *Trans IChemE, Vol 75, Part B, November 1997.*
- Blank, L. (2005). *Engineering Economy*. New York, McGraw Hill.
- Byun, I. (2011). "Microbial community structure and dynamics in a mixotrophic nitrogen removal process using recycled *spent caustic* under different loading conditions." *Bioresource Technology* 102 7265–7271.
- Campbell, J. M. (2001). *Gas Conditioning & Processing*. Oklahoma, USA, Campbell Company.
- Cavaleiro, J. A. S. (2003). "Oxidation of alkylaromatics with hydrogen peroxide catalysed by manganese(III) porphyrins in the presence of ammonium acetate." *Journal of Molecular Catalysis* 201 9–22.
- Chasteen, N. D. (2006). "Oxidation of Goods buffers by hydrogen peroxide." *Analytical Biochemistry* 349 262–267.
- Debellefontaine, H. (1999). "Wet air oxidation for the treatment of industrial wastes. Chemical aspects, reactor design and industrial applications in Europe." *Elsevier Waste Management* 20 15-25.
- Dir. Jen. Migas (2007). *Neraca Gas Indonesia 2007-2015*. Departemen Energi & Sumber Daya Mineral.
- Eckenfelder, W. W. (1989). *Industrial Water Pollution Control*. United States, McGraw-Hill Inc.
- Effendi, Farid.(2005).*Kursus Pengolahahn Limbah cair Industri*.Surabaya. FTI-ITS
- Elias, H. (1999). "Kinetics of the oxidation of hydrogen sulfite by hydrogen peroxide in aqueous solution: ionic strength effects and temperature dependence." *Atmospheric Environment* 33 4413-4419.

Ellis, C. E. (1994). "Wet Air Oxidation of Ethylene Plant *Spent Caustic*." American Institute of Chemical Engineers 6th.

Favenec, J. P. (2001). *Petroleum Refining: Refinery Operation and Management*. Paris, Technip.

Foret, F. (2010) *Spent Caustic Treatment with OHP Wet Peroxide Oxidation*.

Freeman, H. M. (1989). *Standard Handbook of Hazardous Waste Treatment & Disposal*. United States, McGraw-Hill Inc.

Golchoubian, H. (2006). "Selective and efficient C–H oxidation of alkanes with hydrogen peroxide catalyzed by a manganese(III) Schiff base complex." *Journal of Molecular Catalysis* 259 197–200.

Graaff, M. d. (2011). "Biological treatment of refinery spent caustics under halo-alkaline conditions." *Bioresource Technology* 102 (2011) 7257–7264.

Guo, A. G. B. (2005). *Natural Gas Engineering Handbook*. Houston, Gulf Publishing Company.

Harmon, H. D. (2007). *Waste Treatment Project Technology Readiness Assessment*. Aiken, South Carolina, U.S. Department of Energy.

Jackson, W. T. (2008). "Surviving in the Oil and Gas Industry." *Journal of the International Academy for Case Studies* Vol. 14 Nbr.

Kirihara, M. (2009). "Tantalum(V) or niobium(V) catalyzed oxidation of sulfides with 30% hydrogen peroxide." *Tetrahedron* 6510477–10484.

Kumfer, B. (2010). "Wet Air Oxidation Treatment of Spent Caustic in Petroleum Refineries." *National Petroleum Refiner's Association*.

Lee, C. C. (2006). "Exposure assessment of polychlorinated dibenzo-and dibenzofurans (PCDD/Fs) in temporary municipal-waste-incinerator maintenance workers before and after annual maintenance." *Chemosphere* 64 1444–1449.

Manning, F.S., T. R. E. (1991). *Oil Field Processing of Petroleum. Volume One: Natural Gas*. Tulsa, PennWell Publishing Company.

Maugans, C. B. (2002). "Wet Air Oxidation: A Review of Commercial Sub-critical Hydrothermal Treatment." *IT3'02*.

Misra, V. (2005). "Hazardous waste, impact on health and environment for development of better waste management strategies in future in India." *Environment International* 31 417– 431.



Mitka, K. (2005). "Oxidation of Sulfides to Sulfoxide Part 2 Oxidation by Hydrogen Peroxide." Tetrahedron Report Number 730.

Montgomery, J. M. (1985). *Water Treatment Principles and Design*. Canada, John Wiley & Sons Inc.

Park, J.-J. (2009). "Use of spent sulfidic caustic for autotrophic denitrification in the biological nitrogen removal processes: Lab-scale and pilot-scale experiments." *Journal of Industrial and Engineering Chemistry* 15 (2009) 316–322.

Ramalho, R. S. (1977). *Water & Wastewater Treatment*. New York, Academic Press.

Schroeder, E. D. (1977). *Water & Wastewater Treatment*. United States, McGraw-Hill Inc.

Serwick, E. M. (2001). "Oxidation of aromatic hydrocarbons with hydrogen peroxide Zn,Cu,Al-layered double hydroxides." *Applied Clay Science* 18:93–101.

Shih-Hsiungshu (2001). "Treatment of Olefin Plant Spent Caustic By Combination of Neutralization & Fenton Reaction." *Water Research* Vol. 35, No. 8, pp. 2017–2021.

Stephenson, R. L. (1998). *The Industrial Waste Water Systems Handbook*. Houston, CRC Press LLC.

Suarez, F. (2011) *Safe Waste Caustic Disposal*.

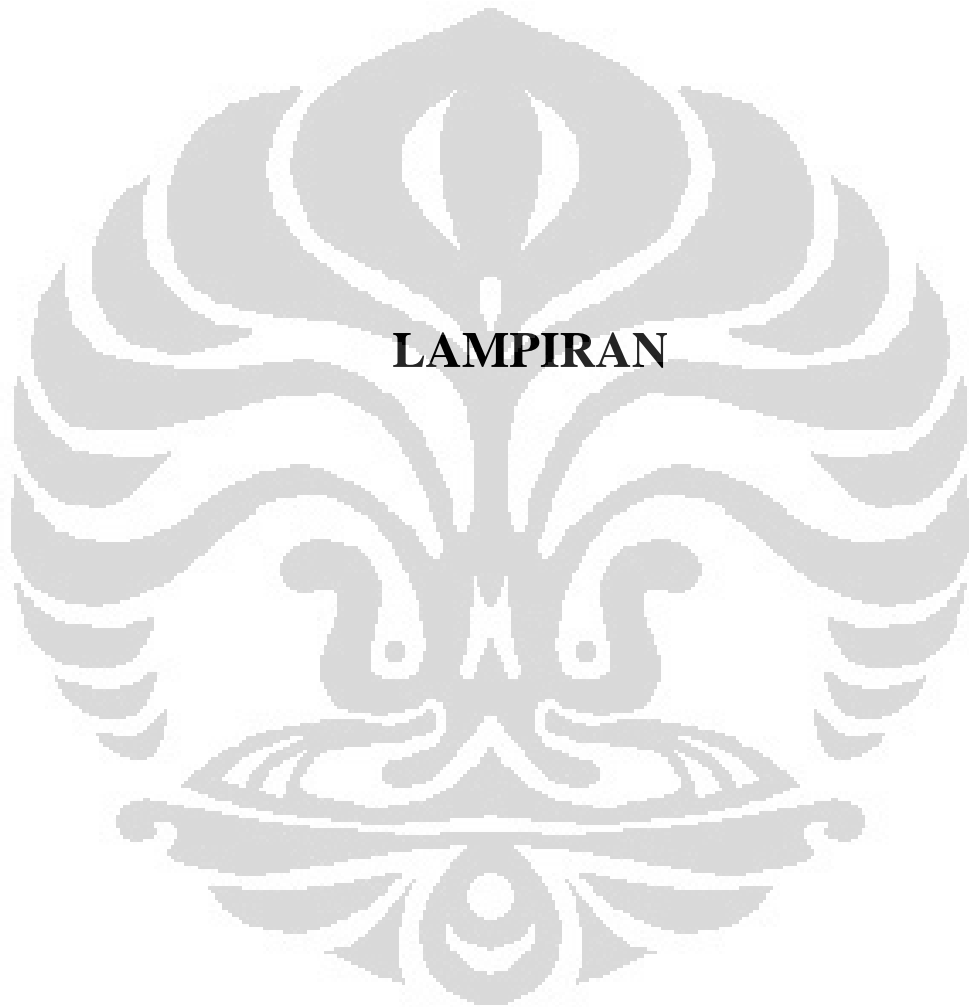
Svitelskaya, A. (2004). "Potentials of biological oxidation processes for the treatment of spent sulfidic caustics containing thiols." *Water Research* 38 4331–4340.

Tanikawa, N. "Characteristic of Continuous Analyzers for Nitrous Oxide in Flue Gas from Municipal Incinerators." *The Science of Total Environment* 175 189-198.

Tanikawa, N. (1995). "Characteristic of Continuous Analyzers for Nitrous Oxide in Flue Gas from Municipal Incinerators." *The Science of Total Environment* 175:189-198.

Thomas, C. B. (1997). "The selective oxidation of toluenes to benzaldehydes by cerium(III), hydrogen peroxide and bromide ion." *Journal of Molecular Catalysis* 117 279-287.

Timmerhaus, K. D. (1991). *Plant Design and Economics for Chemical Engineers*. USA, McGraw-Hill Inc.



**LAMPIRAN**

## LAMPIRAN-1 PERHITUNGAN %RECOVERY SULFUR

### 1. Perhitungan Laju alir Sulfur (Sulfur Feed Rate)

Konsentrasi H <sub>2</sub> S dalam feed gas	:	7000 ppmv
Total Mol Sulfur dalam Acid Gas outlet AGRU	:	43.0455 lbmol/hr
Sulfur Feed Rate	:	1377.46 lb/hr 14.9953 ton/hari

### 2. Perhitungan Sulfur Recovery

Massa Sulfur Cake	:	2145.43 lb/hr
Total Mol Sulfur Cake	:	85.01 lbmol/hr
% Mole Sulfur Elemental	:	48.45849 %mole
Massa Sulfur Recovery	:	1318.226 lb/hr
Produksi sulfur	:	14.350495 ton/hari

### 3. Perhitungan Sulfur Recovery

% Recovery	:	$\frac{\text{Sulfur Recovery}}{\text{Sulfur Feed Rate}} \times 100\%$
	:	<b>95.70%</b>

Referensi Perhitungan menggunakan Metode USEPA 40 CFR Part 60 subpart 60.644. sebagai berikut :

Table 1. REQUIRED MINIMUM INITIAL SO<sub>2</sub> EMISSION REDUCTION EFFICIENCY (Z<sub>i</sub>)

H <sub>2</sub> S content of acid gas (Y), %	Sulfur feed rate (X), LT/D			
	2.0 ≤ X ≤ 5.0	5.0 < X ≤ 15.0	15.0 < X ≤ 300.0	X > 300.0
Y ≥ 50	79.0	88.51X <sup>0.0101</sup> Y <sup>0.0125</sup> or 99.8, whichever is smaller		
20 ≤ Y < 50	79.0	88.51X <sup>0.0101</sup> Y <sup>0.0125</sup> or 97.9, whichever is smaller		97.9
10 ≤ Y < 20	79.0	88.51X <sup>0.0101</sup> Y <sup>0.0125</sup> or 93.5, whichever is smaller	93.5	93.5
Y < 10	79.0	79.0	79.0	79.0

Table 2. REQUIRED MINIMUM SO<sub>2</sub> EMISSION REDUCTION EFFICIENCY (Z<sub>c</sub>)

H <sub>2</sub> S content of acid gas (Y), %	Sulfur feed rate (X), LT/D			
	2.0 ≤ X ≤ 5.0	5.0 < X ≤ 15.0	15.0 < X ≤ 300.0	X > 300.0
Y ≥ 50	74.0	85.35X <sup>0.0144</sup> Y <sup>0.0128</sup> or 99.8, whichever is smaller		
20 ≤ Y < 50	74.0	85.35X <sup>0.0144</sup> Y <sup>0.0128</sup> or 97.5, whichever is smaller		97.5
10 ≤ Y < 20	74.0	85.35X <sup>0.0144</sup> Y <sup>0.0128</sup> or 90.8, whichever is smaller	90.8	90.8
Y < 10	74.0	74.0	74.0	74.0

**LAMPIRAN-2.1**  
**MATRIKULASI PENILAIAN**

**A. MATRIKULASI PENILAIAN**

No.	Metode	Tingkat Kesiapan Teknologi	Biaya Operasi Kebutuhan Utilitas	Biaya Investasi	Nilai Akhir
		30%	40%	30%	
1	Wet Air Oxidation Method	9	2	6	5.30
2	Netralisasi Asam	7	2	10	5.90
3	Oksidasi Hidrogen Peroksida	8	10	8	<b>8.80</b>
4	Insinerator	9	2	2	4.10

**B. PARAMETER PENILAIAN**

No	Parameter/Rentang	Nilai
1	<i>Tingkat Kesiapan Teknologi (*)</i>	1-9
	<i>TRL 1-9</i>	
2	<i>Biaya Operasi</i>	
	\$ 10,000-20,000	10
	\$ 30,000-40,000	8
	\$ 40,000-50,000	6
	\$ 50,000-60,000	4
	\$ 60,000-70,000	2
3	<i>Biaya Investasi</i>	
	\$ 0-1000,000.00	10
	\$ 1,000,000.00-2,000,000.00	8
	\$ 2,000,000.00-3,000,000.00	6
	\$ 3,000,000.00-4,000,000.00	4
\$ 4,000,000.00-5,000,000.00	2	

(\*) Tingkat Kesiapan Teknologi mengacu pada Bab II.9-Technology Readyness Assesment-(Harmon, Harry D. et al , 2007).

**LAMPIRAN-2.2**  
**MATRIKULASI PENILAIAN**

**A. MATRIKULASI PENILAIAN**

No.	Metode	Tingkat Kesiapan Teknologi	Biaya Operasi-Kebutuhan Utilitas	Biaya Investasi	Nilai Akhir
		30%	40%	30%	
1	Wet Air Oxidation Method	4	6	4	4.80
3	Oksidasi Hidrogen Peroksida-Aerasi Biologis	6	4	8	<b>5.80</b>

**B. PARAMETER PENILAIAN**

No	Parameter/Rentang	Nilai
1	<i>Tingkat Kesiapan Teknologi (*)</i>	1-9
	<i>TRL 1-9</i>	
2	<i>Biaya Operasi</i>	
	\$ 250,000-500,000	10
	\$ 500,000-750,000	8
	\$ 750,000-1,000,000	6
	\$ 1,250,000-1,500,000	4
	\$ 1,500,000-2,000,000	2
3	<i>Biaya Investasi</i>	
	\$ 0-5000,000.00	10
	\$ 5,000,000.00-10,000,000.00	8
	\$ 10,000,000.00-15,000,000.00	6
	\$ 15,000,000.00-20,000,000.00	4
	\$ 20,000,000.00-25,000,000.00	2

(\*) Tingkat Kesiapan Teknologi mengacu pada Bab II.9-Technology Readyness Assesment-(Harmon, Harry D. et al , 2007).

**LAMPIRAN-3.1.1**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-NETRALISASI ASAM**

**A. NETRALISASI ASAM**

CAPEX \$950,000

Revenue \$194,444

OPEX \$69,875

**A1 GROSS CAPEX-OPEX**

	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)	PV (10%)
0	\$ 69,875	\$ 380,000	\$ (255,431)	1.0000	(\$255,431)	1.0000	(\$255,431)
1	\$ 76,863	\$ 570,000	(\$452,418)	0.8696	(\$393,423)	0.9091	(\$411,293)
2	\$ 107,608		\$ 86,837	0.7561	\$65,657	0.8264	\$71,762
3	\$ 107,608		\$ 86,837	0.6575	\$57,095	0.7513	\$65,241
4	\$ 107,608		\$ 86,837	0.5718	\$49,653	0.6830	\$59,310
5	\$ 107,608		\$ 86,837	0.4972	\$43,175	0.6209	\$53,917
6	\$ 107,608		\$ 86,837	0.4323	\$37,540	0.5645	\$49,019
7	\$ 107,608		\$ 86,837	0.3759	\$32,642	0.5132	\$44,565
8	\$ 107,608		\$ 86,837	0.3269	\$28,387	0.4665	\$40,509
9	\$ 107,608		\$ 86,837	0.2843	\$24,688	0.4241	\$36,828
10	\$ 107,608		\$ 86,837	0.2472	\$21,466	0.3855	\$33,476
11	\$ 107,608		\$ 86,837	0.2149	\$18,661	0.3505	\$30,436
12	\$ 107,608		\$ 86,837	0.1869	\$16,230	0.3186	\$27,666
13	\$ 107,608		\$ 86,837	0.1625	\$14,111	0.2897	\$25,157
14	\$ 107,608		\$ 86,837	0.1413	\$12,270	0.2633	\$22,864
15	\$ 107,608		\$ 86,837	0.1229	\$10,672	0.2394	\$20,789
16	\$ 107,608		\$ 86,837	0.1069	\$9,283	0.2176	\$18,896
17	\$ 107,608		\$ 86,837	0.0929	\$8,067	0.1978	\$17,176
18	\$ 107,608		\$ 86,837	0.0808	\$7,016	0.1799	\$15,622
19	\$ 107,608		\$ 86,837	0.0703	\$6,105	0.1635	\$14,198
20	\$ 107,608		\$ 86,837	0.0611	\$5,306	0.1486	\$12,904
21	\$ 107,608		\$ 107,608	0.0531	\$5,714	0.1351	\$14,538
	190,000		\$190,000	0.0531	\$10,089	0.1351	\$25,669
<b>NPV</b>					<b>(\$165,025)</b>		\$33,817
<b>IRR (%)</b>					<b>10.85</b>	%	

Internal Rate of Return (IRR)

$$\begin{aligned} \text{IRR} &= i \text{ NPV+} + \frac{\text{NPV+}/(\text{NPV+} - \text{NPV-}) * (i \text{ NPV-} - i \text{ NPV+})}{10} \\ \text{IRR} &= 10 + 0.850 \\ \text{IRR} &= 10.85 \% \end{aligned}$$

**LAMPIRAN-3.1**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-NETRALISASI ASAM**

A. CASE-1

CAPEX	\$950,000
Revenue	\$194,444
OPEX	\$76,863

A6 +10% OPEX

	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)	PV (10%)
0	\$ 76,863	\$ 380,000	\$ (262,418)	1.0000	(\$262,418)	1.0000	(\$262,418)
1	\$ 84,549	\$ 570,000	(\$460,104)	0.8696	(\$400,107)	0.9091	(\$418,281)
2	\$ 107,608		\$ 86,837	0.7561	\$65,657	0.8264	\$71,762
3	\$ 107,608		\$ 86,837	0.6575	\$57,095	0.7513	\$65,241
4	\$ 107,608		\$ 86,837	0.5718	\$49,653	0.6830	\$59,310
5	\$ 107,608		\$ 86,837	0.4972	\$43,175	0.6209	\$53,917
6	\$ 107,608		\$ 86,837	0.4323	\$37,540	0.5645	\$49,019
7	\$ 107,608		\$ 86,837	0.3759	\$32,642	0.5132	\$44,565
8	\$ 107,608		\$ 86,837	0.3269	\$28,387	0.4665	\$40,509
9	\$ 107,608		\$ 86,837	0.2843	\$24,688	0.4241	\$36,828
10	\$ 107,608		\$ 86,837	0.2472	\$21,466	0.3855	\$33,476
11	\$ 107,608		\$ 86,837	0.2149	\$18,661	0.3505	\$30,436
12	\$ 107,608		\$ 86,837	0.1869	\$16,230	0.3186	\$27,666
13	\$ 107,608		\$ 86,837	0.1625	\$14,111	0.2897	\$25,157
14	\$ 107,608		\$ 86,837	0.1413	\$12,270	0.2633	\$22,864
15	\$ 107,608		\$ 86,837	0.1229	\$10,672	0.2394	\$20,789
16	\$ 107,608		\$ 86,837	0.1069	\$9,283	0.2176	\$18,896
17	\$ 107,608		\$ 86,837	0.0929	\$8,067	0.1978	\$17,176
18	\$ 107,608		\$ 86,837	0.0808	\$7,016	0.1799	\$15,622
19	\$ 107,608		\$ 86,837	0.0703	\$6,105	0.1635	\$14,198
20	\$ 107,608		\$ 86,837	0.0611	\$5,306	0.1486	\$12,904
21	\$ 107,608		\$ 107,608	0.0531	\$5,714	0.1351	\$14,538
	190,000		\$190,000	0.0531	\$10,089	0.1351	\$25,669
<b>NPV</b>					<b>(\$178,697)</b>		\$19,842
<b>IRR (%)</b>					<b>10.50</b>	%	

Internal Rate of Return (IRR)

$$\begin{aligned}
 \text{IRR} &= i \text{ NPV}+ + \text{NPV}+(\text{NPV}+ - \text{NPV}-) * (i \text{ NPV}- - i \text{ NPV}+) \\
 &= 10 + 0.500 \\
 \text{IRR} &= 10.50 \%
 \end{aligned}$$

**LAMPIRAN-3.1**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-NETRALISASI ASAM**

**A. NETRALISASI ASAM**

CAPEX \$1,045,000

Revenue \$194,444

OPEX \$69,875

A2 +10% CAPEX

	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)	PV (10%)
0	\$ 69,875	\$ 418,000	\$ (293,431)	1.0000	(\$293,431)	1.0000	(\$293,431)
1	\$ 76,863	\$ 627,000	(\$509,418)	0.8696	(\$442,990)	0.9091	(\$463,112)
2	\$ 107,608		\$ 86,837	0.7561	\$65,657	0.8264	\$71,762
3	\$ 107,608		\$ 86,837	0.6575	\$57,095	0.7513	\$65,241
4	\$ 107,608		\$ 86,837	0.5718	\$49,653	0.6830	\$59,310
5	\$ 107,608		\$ 86,837	0.4972	\$43,175	0.6209	\$53,917
6	\$ 107,608		\$ 86,837	0.4323	\$37,540	0.5645	\$49,019
7	\$ 107,608		\$ 86,837	0.3759	\$32,642	0.5132	\$44,565
8	\$ 107,608		\$ 86,837	0.3269	\$28,387	0.4665	\$40,509
9	\$ 107,608		\$ 86,837	0.2843	\$24,688	0.4241	\$36,828
10	\$ 107,608		\$ 86,837	0.2472	\$21,466	0.3855	\$33,476
11	\$ 107,608		\$ 86,837	0.2149	\$18,661	0.3505	\$30,436
12	\$ 107,608		\$ 86,837	0.1869	\$16,230	0.3186	\$27,666
13	\$ 107,608		\$ 86,837	0.1625	\$14,111	0.2897	\$25,157
14	\$ 107,608		\$ 86,837	0.1413	\$12,270	0.2633	\$22,864
15	\$ 107,608		\$ 86,837	0.1229	\$10,672	0.2394	\$20,789
16	\$ 107,608		\$ 86,837	0.1069	\$9,283	0.2176	\$18,896
17	\$ 107,608		\$ 86,837	0.0929	\$8,067	0.1978	\$17,176
18	\$ 107,608		\$ 86,837	0.0808	\$7,016	0.1799	\$15,622
19	\$ 107,608		\$ 86,837	0.0703	\$6,105	0.1635	\$14,198
20	\$ 107,608		\$ 86,837	0.0611	\$5,306	0.1486	\$12,904
21	\$ 107,608		\$ 107,608	0.0531	\$5,714	0.1351	\$14,538
	209,000		\$209,000	0.0531	\$11,098	0.1351	\$28,236
<b>NPV</b>					<b>(\$251,584)</b>	<b>(\$53,435)</b>	
<b>IRR (%)</b>					<b>8.65</b>	<b>%</b>	

Internal Rate of Return (IRR)

$$IRR = i \text{ NPV+} + \frac{NPV+}{(NPV+ - NPV-)} * (i \text{ NPV-} - i \text{ NPV+})$$

$$= 10 + \frac{-1.348}{-1.348}$$

$$IRR = 8.65 \%$$



**LAMPIRAN-3.1**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-NETRALISASI ASAM**

A. CASE-1

CAPEX	\$950,000
Revenue	\$194,444
OPEX	\$83,850

A7 +20% OPEX

	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)	PV (10%)
0	\$ 83,850	\$ 380,000	\$ (269,406)	1.0000	(\$269,406)	1.0000	(\$269,406)
1	\$ 92,235	\$ 570,000	(\$467,791)	0.8696	(\$406,791)	0.9091	(\$425,268)
2	\$ 107,608		\$ 86,837	0.7561	\$65,657	0.8264	\$71,762
3	\$ 107,608		\$ 86,837	0.6575	\$57,095	0.7513	\$65,241
4	\$ 107,608		\$ 86,837	0.5718	\$49,653	0.6830	\$59,310
5	\$ 107,608		\$ 86,837	0.4972	\$43,175	0.6209	\$53,917
6	\$ 107,608		\$ 86,837	0.4323	\$37,540	0.5645	\$49,019
7	\$ 107,608		\$ 86,837	0.3759	\$32,642	0.5132	\$44,565
8	\$ 107,608		\$ 86,837	0.3269	\$28,387	0.4665	\$40,509
9	\$ 107,608		\$ 86,837	0.2843	\$24,688	0.4241	\$36,828
10	\$ 107,608		\$ 86,837	0.2472	\$21,466	0.3855	\$33,476
11	\$ 107,608		\$ 86,837	0.2149	\$18,661	0.3505	\$30,436
12	\$ 107,608		\$ 86,837	0.1869	\$16,230	0.3186	\$27,666
13	\$ 107,608		\$ 86,837	0.1625	\$14,111	0.2897	\$25,157
14	\$ 107,608		\$ 86,837	0.1413	\$12,270	0.2633	\$22,864
15	\$ 107,608		\$ 86,837	0.1229	\$10,672	0.2394	\$20,789
16	\$ 107,608		\$ 86,837	0.1069	\$9,283	0.2176	\$18,896
17	\$ 107,608		\$ 86,837	0.0929	\$8,067	0.1978	\$17,176
18	\$ 107,608		\$ 86,837	0.0808	\$7,016	0.1799	\$15,622
19	\$ 107,608		\$ 86,837	0.0703	\$6,105	0.1635	\$14,198
20	\$ 107,608		\$ 86,837	0.0611	\$5,306	0.1486	\$12,904
21	\$ 107,608		\$ 107,608	0.0531	\$5,714	0.1351	\$14,538
	190,000		\$190,000	0.0531	\$10,089	0.1351	\$25,669
<b>NPV</b>					<b>(\$192,368)</b>		<b>\$5,867</b>
<b>IRR (%)</b>					<b>10.15</b>	<b>%</b>	

Internal Rate of Return (IRR)

$$\begin{aligned}
 \text{IRR} &= i \text{ NPV}+ + \text{NPV}+(\text{NPV}+ - \text{NPV}-) * (i \text{ NPV}- - i \text{ NPV}+) \\
 &= 10 + 0.148 \\
 \text{IRR} &= 10.15 \%
 \end{aligned}$$

**LAMPIRAN-3.1**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-NETRALISASI ASAM**

**A. NETRALISASI ASAM**

CAPEX                      \$1,140,000

Revenue                      \$194,444

OPEX                          \$69,875

A3    +20% CAPEX

	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)	PV (10%)
0	\$ 69,875	\$ 456,000	\$ (331,431)	1.0000	(\$331,431)	1.0000	(\$331,431)
1	\$ 76,863	\$ 684,000	(\$566,418)	0.8696	(\$492,557)	0.9091	(\$514,931)
2	\$ 107,608		\$ 86,837	0.7561	\$65,657	0.8264	\$71,762
3	\$ 107,608		\$ 86,837	0.6575	\$57,095	0.7513	\$65,241
4	\$ 107,608		\$ 86,837	0.5718	\$49,653	0.6830	\$59,310
5	\$ 107,608		\$ 86,837	0.4972	\$43,175	0.6209	\$53,917
6	\$ 107,608		\$ 86,837	0.4323	\$37,540	0.5645	\$49,019
7	\$ 107,608		\$ 86,837	0.3759	\$32,642	0.5132	\$44,565
8	\$ 107,608		\$ 86,837	0.3269	\$28,387	0.4665	\$40,509
9	\$ 107,608		\$ 86,837	0.2843	\$24,688	0.4241	\$36,828
10	\$ 107,608		\$ 86,837	0.2472	\$21,466	0.3855	\$33,476
11	\$ 107,608		\$ 86,837	0.2149	\$18,661	0.3505	\$30,436
12	\$ 107,608		\$ 86,837	0.1869	\$16,230	0.3186	\$27,666
13	\$ 107,608		\$ 86,837	0.1625	\$14,111	0.2897	\$25,157
14	\$ 107,608		\$ 86,837	0.1413	\$12,270	0.2633	\$22,864
15	\$ 107,608		\$ 86,837	0.1229	\$10,672	0.2394	\$20,789
16	\$ 107,608		\$ 86,837	0.1069	\$9,283	0.2176	\$18,896
17	\$ 107,608		\$ 86,837	0.0929	\$8,067	0.1978	\$17,176
18	\$ 107,608		\$ 86,837	0.0808	\$7,016	0.1799	\$15,622
19	\$ 107,608		\$ 86,837	0.0703	\$6,105	0.1635	\$14,198
20	\$ 107,608		\$ 86,837	0.0611	\$5,306	0.1486	\$12,904
21	\$ 107,608		\$ 107,608	0.0531	\$5,714	0.1351	\$14,538
	228,000		\$228,000	0.0531	\$12,107	0.1351	\$30,803
<b>NPV</b>					<b>(\$338,142)</b>	<b>(\$140,686)</b>	
<b>IRR (%)</b>					<b>6.44</b>	<b>%</b>	

Internal Rate of Return (IRR)

$$\begin{aligned} \text{IRR} &= i \text{ NPV+} + \frac{\text{NPV+}/(\text{NPV+} - \text{NPV-}) * (i \text{ NPV-} - i \text{ NPV+})}{10} \\ \text{IRR} &= 10 + \frac{-3.562}{6.44} \% \end{aligned}$$

**LAMPIRAN-3.1**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-NETRALISASI ASAM**

A. CASE-1

CAPEX	\$950,000
Revenue	\$194,444
OPEX	\$62,888

A8 -10% OPEX

	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)	PV (10%)
0	\$ 62,888	\$ 380,000	\$ (248,443)	1.0000	(\$248,443)	1.0000	(\$248,443)
1	\$ 69,176	\$ 570,000	(\$444,732)	0.8696	(\$386,739)	0.9091	(\$404,306)
2	\$ 107,608		\$ 86,837	0.7561	\$65,657	0.8264	\$71,762
3	\$ 107,608		\$ 86,837	0.6575	\$57,095	0.7513	\$65,241
4	\$ 107,608		\$ 86,837	0.5718	\$49,653	0.6830	\$59,310
5	\$ 107,608		\$ 86,837	0.4972	\$43,175	0.6209	\$53,917
6	\$ 107,608		\$ 86,837	0.4323	\$37,540	0.5645	\$49,019
7	\$ 107,608		\$ 86,837	0.3759	\$32,642	0.5132	\$44,565
8	\$ 107,608		\$ 86,837	0.3269	\$28,387	0.4665	\$40,509
9	\$ 107,608		\$ 86,837	0.2843	\$24,688	0.4241	\$36,828
10	\$ 107,608		\$ 86,837	0.2472	\$21,466	0.3855	\$33,476
11	\$ 107,608		\$ 86,837	0.2149	\$18,661	0.3505	\$30,436
12	\$ 107,608		\$ 86,837	0.1869	\$16,230	0.3186	\$27,666
13	\$ 107,608		\$ 86,837	0.1625	\$14,111	0.2897	\$25,157
14	\$ 107,608		\$ 86,837	0.1413	\$12,270	0.2633	\$22,864
15	\$ 107,608		\$ 86,837	0.1229	\$10,672	0.2394	\$20,789
16	\$ 107,608		\$ 86,837	0.1069	\$9,283	0.2176	\$18,896
17	\$ 107,608		\$ 86,837	0.0929	\$8,067	0.1978	\$17,176
18	\$ 107,608		\$ 86,837	0.0808	\$7,016	0.1799	\$15,622
19	\$ 107,608		\$ 86,837	0.0703	\$6,105	0.1635	\$14,198
20	\$ 107,608		\$ 86,837	0.0611	\$5,306	0.1486	\$12,904
21	\$ 107,608		\$ 107,608	0.0531	\$5,714	0.1351	\$14,538
	190,000		\$190,000	0.0531	\$10,089	0.1351	\$25,669
<b>NPV</b>					<b>(\$151,354)</b>		<b>\$47,792</b>
<b>IRR (%)</b>					<b>11.20</b>	<b>%</b>	

Internal Rate of Return (IRR)

$$\begin{aligned}
 \text{IRR} &= i \text{ NPV} + \frac{\text{NPV} + (\text{NPV} - \text{NPV}) * (i \text{ NPV} - i \text{ NPV})}{10} \\
 &= 10 + 1.20 \\
 \text{IRR} &= 11.20 \%
 \end{aligned}$$

**LAMPIRAN-3.1**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-NETRALISASI ASAM**

**A. NETRALISASI ASAM**

CAPEX \$855,000

Revenue \$194,444

OPEX \$69,875

A4 -10% CAPEX

	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)	PV (10%)
0	\$ 69,875	\$ 342,000	\$ (217,431)	1.0000	(\$217,431)	1.0000	(\$217,431)
1	\$ 76,863	\$ 513,000	(\$395,418)	0.8696	(\$343,856)	0.9091	(\$359,475)
2	\$ 107,608		\$ 86,837	0.7561	\$65,657	0.8264	\$71,762
3	\$ 107,608		\$ 86,837	0.6575	\$57,095	0.7513	\$65,241
4	\$ 107,608		\$ 86,837	0.5718	\$49,653	0.6830	\$59,310
5	\$ 107,608		\$ 86,837	0.4972	\$43,175	0.6209	\$53,917
6	\$ 107,608		\$ 86,837	0.4323	\$37,540	0.5645	\$49,019
7	\$ 107,608		\$ 86,837	0.3759	\$32,642	0.5132	\$44,565
8	\$ 107,608		\$ 86,837	0.3269	\$28,387	0.4665	\$40,509
9	\$ 107,608		\$ 86,837	0.2843	\$24,688	0.4241	\$36,828
10	\$ 107,608		\$ 86,837	0.2472	\$21,466	0.3855	\$33,476
11	\$ 107,608		\$ 86,837	0.2149	\$18,661	0.3505	\$30,436
12	\$ 107,608		\$ 86,837	0.1869	\$16,230	0.3186	\$27,666
13	\$ 107,608		\$ 86,837	0.1625	\$14,111	0.2897	\$25,157
14	\$ 107,608		\$ 86,837	0.1413	\$12,270	0.2633	\$22,864
15	\$ 107,608		\$ 86,837	0.1229	\$10,672	0.2394	\$20,789
16	\$ 107,608		\$ 86,837	0.1069	\$9,283	0.2176	\$18,896
17	\$ 107,608		\$ 86,837	0.0929	\$8,067	0.1978	\$17,176
18	\$ 107,608		\$ 86,837	0.0808	\$7,016	0.1799	\$15,622
19	\$ 107,608		\$ 86,837	0.0703	\$6,105	0.1635	\$14,198
20	\$ 107,608		\$ 86,837	0.0611	\$5,306	0.1486	\$12,904
21	\$ 107,608		\$ 107,608	0.0531	\$5,714	0.1351	\$14,538
	171,000		\$171,000	0.0531	\$9,080	0.1351	\$23,102
<b>NPV</b>					<b>(\$78,467)</b>	<b>\$121,069</b>	
<b>IRR (%)</b>					<b>13.03</b>	<b>%</b>	

Internal Rate of Return (IRR)

$$\begin{aligned} \text{IRR} &= i \text{ NPV+} + \frac{\text{NPV+}/(\text{NPV+} - \text{NPV-}) * (i \text{ NPV-} - i \text{ NPV+})}{10} \\ \text{IRR} &= 10 + 3.034 \\ \text{IRR} &= 13.03 \% \end{aligned}$$

**LAMPIRAN-3.1**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-NETRALISASI ASAM**

A. CASE-1

CAPEX                   \$950,000  
Revenue                \$194,444  
OPEX                    \$55,900

A9   -20% OPEX

	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)	PV (10%)
0	\$ 55,900	\$ 380,000	\$ (241,456)	1.0000	(\$241,456)	1.0000	(\$241,456)
1	\$ 61,490	\$ 570,000	(\$437,046)	0.8696	(\$380,055)	0.9091	(\$397,318)
2	\$ 107,608		\$ 86,837	0.7561	\$65,657	0.8264	\$71,762
3	\$ 107,608		\$ 86,837	0.6575	\$57,095	0.7513	\$65,241
4	\$ 107,608		\$ 86,837	0.5718	\$49,653	0.6830	\$59,310
5	\$ 107,608		\$ 86,837	0.4972	\$43,175	0.6209	\$53,917
6	\$ 107,608		\$ 86,837	0.4323	\$37,540	0.5645	\$49,019
7	\$ 107,608		\$ 86,837	0.3759	\$32,642	0.5132	\$44,565
8	\$ 107,608		\$ 86,837	0.3269	\$28,387	0.4665	\$40,509
9	\$ 107,608		\$ 86,837	0.2843	\$24,688	0.4241	\$36,828
10	\$ 107,608		\$ 86,837	0.2472	\$21,466	0.3855	\$33,476
11	\$ 107,608		\$ 86,837	0.2149	\$18,661	0.3505	\$30,436
12	\$ 107,608		\$ 86,837	0.1869	\$16,230	0.3186	\$27,666
13	\$ 107,608		\$ 86,837	0.1625	\$14,111	0.2897	\$25,157
14	\$ 107,608		\$ 86,837	0.1413	\$12,270	0.2633	\$22,864
15	\$ 107,608		\$ 86,837	0.1229	\$10,672	0.2394	\$20,789
16	\$ 107,608		\$ 86,837	0.1069	\$9,283	0.2176	\$18,896
17	\$ 107,608		\$ 86,837	0.0929	\$8,067	0.1978	\$17,176
18	\$ 107,608		\$ 86,837	0.0808	\$7,016	0.1799	\$15,622
19	\$ 107,608		\$ 86,837	0.0703	\$6,105	0.1635	\$14,198
20	\$ 107,608		\$ 86,837	0.0611	\$5,306	0.1486	\$12,904
21	\$ 107,608		\$ 107,608	0.0531	\$5,714	0.1351	\$14,538
	190,000		\$190,000	0.0531	\$10,089	0.1351	\$25,669
	<b>NPV</b>				<b>(\$137,682)</b>		\$61,767
	<b>IRR (%)</b>				<b>11.55</b>	%	

Internal Rate of Return (IRR)

$$\begin{aligned} \text{IRR} &= i \text{ NPV+} + \text{NPV+}/(\text{NPV+} - \text{NPV-}) * (i \text{ NPV-} - i \text{ NPV+}) \\ &= 10 + 1.548 \\ \text{IRR} &= 11.55 \% \end{aligned}$$

**LAMPIRAN-3.1**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-NETRALISASI ASAM**

**A. NETRALISASI ASAM**

CAPEX \$760,000

Revenue \$166,667

OPEX \$69,875

A5 -20% CAPEX

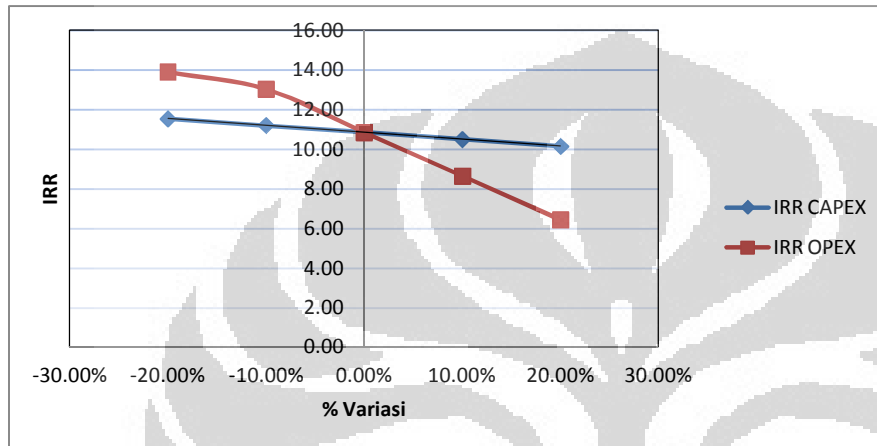
	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)	PV (10%)
0	\$ 69,875	\$ 304,000	\$ (207,208)	1.0000	(\$207,208)	1.0000	(\$207,208)
1	\$ 76,863	\$ 456,000	(\$366,196)	0.8696	(\$318,444)	0.9091	(\$332,909)
2	\$ 107,608		\$ 86,837	0.7561	\$65,657	0.8264	\$71,762
3	\$ 107,608		\$ 86,837	0.6575	\$57,095	0.7513	\$65,241
4	\$ 107,608		\$ 86,837	0.5718	\$49,653	0.6830	\$59,310
5	\$ 107,608		\$ 86,837	0.4972	\$43,175	0.6209	\$53,917
6	\$ 107,608		\$ 86,837	0.4323	\$37,540	0.5645	\$49,019
7	\$ 107,608		\$ 86,837	0.3759	\$32,642	0.5132	\$44,565
8	\$ 107,608		\$ 86,837	0.3269	\$28,387	0.4665	\$40,509
9	\$ 107,608		\$ 86,837	0.2843	\$24,688	0.4241	\$36,828
10	\$ 107,608		\$ 86,837	0.2472	\$21,466	0.3855	\$33,476
11	\$ 107,608		\$ 86,837	0.2149	\$18,661	0.3505	\$30,436
12	\$ 107,608		\$ 86,837	0.1869	\$16,230	0.3186	\$27,666
13	\$ 107,608		\$ 86,837	0.1625	\$14,111	0.2897	\$25,157
14	\$ 107,608		\$ 86,837	0.1413	\$12,270	0.2633	\$22,864
15	\$ 107,608		\$ 86,837	0.1229	\$10,672	0.2394	\$20,789
16	\$ 107,608		\$ 86,837	0.1069	\$9,283	0.2176	\$18,896
17	\$ 107,608		\$ 86,837	0.0929	\$8,067	0.1978	\$17,176
18	\$ 107,608		\$ 86,837	0.0808	\$7,016	0.1799	\$15,622
19	\$ 107,608		\$ 86,837	0.0703	\$6,105	0.1635	\$14,198
20	\$ 107,608		\$ 86,837	0.0611	\$5,306	0.1486	\$12,904
21	\$ 107,608		\$ 107,608	0.0531	\$5,714	0.1351	\$14,538
	152,000		\$152,000	0.0531	\$8,071	0.1351	\$20,535
<b>NPV</b>					<b>(\$43,842)</b>		\$155,290
<b>IRR (%)</b>					<b>13.90</b>	%	

Internal Rate of Return (IRR)

$$\begin{aligned} \text{IRR} &= i \text{ NPV+} + \frac{\text{NPV+}/(\text{NPV+} - \text{NPV-}) * (i \text{ NPV-} - i \text{ NPV+})}{10} \\ \text{IRR} &= 10 + 3.899 \\ \text{IRR} &= 13.90 \% \end{aligned}$$

**LAMPIRAN-3.1**  
**HASIL PERHITUNGAN SENSITIVITAS-NETRALISASI ASAM**

Persentasi Variasi	IRR	
	CAPEX	OPEX
20.00%	6.44	10.15
10.00%	8.65	10.50
0.00%	10.85	10.85
-10.00%	13.03	11.20
-20.00%	13.90	11.55



**LAMPIRAN-3.1**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-OKSIDASI HIDROGEN PEROKSIDA**

**A. OKSIDASI HIDROGEN PEROKSIDA**

CAPEX	\$1,245,000
Revenue	\$194,444
OPEX	\$14,305

**A1 GROSS CAPEX-OPEX**

	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)	PV (10%)
0	\$ 14,305	\$ 498,000	\$ (317,861)	1.0000	(\$317,861)	1.0000	(\$317,861)
1	\$ 15,736	\$ 747,000	(\$568,291)	0.8696	(\$494,186)	0.9091	(\$516,633)
2	\$ 22,030		\$ 172,415	0.7561	\$130,363	0.8264	\$142,484
3	\$ 22,030		\$ 172,415	0.6575	\$113,363	0.7513	\$129,535
4	\$ 22,030		\$ 172,415	0.5718	\$98,587	0.6830	\$117,759
5	\$ 22,030		\$ 172,415	0.4972	\$85,725	0.6209	\$107,052
6	\$ 22,030		\$ 172,415	0.4323	\$74,535	0.5645	\$97,328
7	\$ 22,030		\$ 172,415	0.3759	\$64,811	0.5132	\$88,483
8	\$ 22,030		\$ 172,415	0.3269	\$56,362	0.4665	\$80,431
9	\$ 22,030		\$ 172,415	0.2843	\$49,018	0.4241	\$73,121
10	\$ 22,030		\$ 172,415	0.2472	\$42,621	0.3855	\$66,466
11	\$ 22,030		\$ 172,415	0.2149	\$37,052	0.3505	\$60,431
12	\$ 22,030		\$ 172,415	0.1869	\$32,224	0.3186	\$54,931
13	\$ 22,030		\$ 172,415	0.1625	\$28,017	0.2897	\$49,949
14	\$ 22,030		\$ 172,415	0.1413	\$24,362	0.2633	\$45,397
15	\$ 22,030		\$ 172,415	0.1229	\$21,190	0.2394	\$41,276
16	\$ 22,030		\$ 172,415	0.1069	\$18,431	0.2176	\$37,517
17	\$ 22,030		\$ 172,415	0.0929	\$16,017	0.1978	\$34,104
18	\$ 22,030		\$ 172,415	0.0808	\$13,931	0.1799	\$31,017
19	\$ 22,030		\$ 172,415	0.0703	\$12,121	0.1635	\$28,190
20	\$ 22,030		\$ 172,415	0.0611	\$10,535	0.1486	\$25,621
21	\$ 22,030		\$ 22,030	0.0531	\$1,170	0.1351	\$2,976
	249,000		\$249,000	0.0531	\$13,222	0.1351	\$33,640
<b>NPV</b>					<b>\$131,609</b>		<b>\$513,216</b>
<b>IRR (%)</b>					<b>16.72</b>	<b>%</b>	

Internal Rate of Return (IRR)

$$\begin{aligned}
 \text{IRR} &= i \text{ NPV+} + \text{NPV+}/(\text{NPV+} - \text{NPV-}) * (i \text{ NPV-} - i \text{ NPV+}) \\
 &= 10 + 6.724 \\
 \text{IRR} &= 16.72 \%
 \end{aligned}$$



**LAMPIRAN-3.1**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-OKSIDASI HIDROGEN PEROKSIDA**

A. CASE-1

CAPEX                    \$1,245,000  
Revenue                \$194,444  
OPEX                    \$15,736

A6 +10% OPEX

	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)	PV (10%)
0	\$ 15,736	\$ 498,000	\$ (319,291)	1.0000	(\$319,291)	1.0000	(\$319,291)
1	\$ 17,309	\$ 747,000	(\$569,865)	0.8696	(\$495,554)	0.9091	(\$518,064)
2	\$ 22,030		\$ 172,415	0.7561	\$130,363	0.8264	\$142,484
3	\$ 22,030		\$ 172,415	0.6575	\$113,363	0.7513	\$129,535
4	\$ 22,030		\$ 172,415	0.5718	\$98,587	0.6830	\$117,759
5	\$ 22,030		\$ 172,415	0.4972	\$85,725	0.6209	\$107,052
6	\$ 22,030		\$ 172,415	0.4323	\$74,535	0.5645	\$97,328
7	\$ 22,030		\$ 172,415	0.3759	\$64,811	0.5132	\$88,483
8	\$ 22,030		\$ 172,415	0.3269	\$56,362	0.4665	\$80,431
9	\$ 22,030		\$ 172,415	0.2843	\$49,018	0.4241	\$73,121
10	\$ 22,030		\$ 172,415	0.2472	\$42,621	0.3855	\$66,466
11	\$ 22,030		\$ 172,415	0.2149	\$37,052	0.3505	\$60,431
12	\$ 22,030		\$ 172,415	0.1869	\$32,224	0.3186	\$54,931
13	\$ 22,030		\$ 172,415	0.1625	\$28,017	0.2897	\$49,949
14	\$ 22,030		\$ 172,415	0.1413	\$24,362	0.2633	\$45,397
15	\$ 22,030		\$ 172,415	0.1229	\$21,190	0.2394	\$41,276
16	\$ 22,030		\$ 172,415	0.1069	\$18,431	0.2176	\$37,517
17	\$ 22,030		\$ 172,415	0.0929	\$16,017	0.1978	\$34,104
18	\$ 22,030		\$ 172,415	0.0808	\$13,931	0.1799	\$31,017
19	\$ 22,030		\$ 172,415	0.0703	\$12,121	0.1635	\$28,190
20	\$ 22,030		\$ 172,415	0.0611	\$10,535	0.1486	\$25,621
21	\$ 22,030		\$ 22,030	0.0531	\$1,170	0.1351	\$2,976
	249,000		\$249,000	0.0531	\$13,222	0.1351	\$33,640
<b>NPV</b>					<b>\$128,810</b>		<b>\$510,355</b>
<b>IRR (%)</b>					<b>16.69</b>	<b>%</b>	

Internal Rate of Return (IRR)

$$\begin{aligned} \text{IRR} &= i \text{ NPV+} + \text{NPV+}/(\text{NPV+} - \text{NPV-}) * (i \text{ NPV-} - i \text{ NPV+}) \\ &= 10 + 6.688 \\ \text{IRR} &= 16.69 \% \end{aligned}$$

**LAMPIRAN-3.1**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-OKSIDASI HIDROGEN PEROKSIDA**

**A. OKSIDASI HIDROGEN PEROKSIDA**

CAPEX                   \$1,369,500  
Revenue                \$194,444  
OPEX                    \$14,305

**A2 +10% CAPEX**

	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)	PV (10%)
0	\$ 14,305	\$ 547,800	\$ (367,661)	1.0000	(\$367,661)	1.0000	(\$367,661)
1	\$ 15,736	\$ 821,700	(\$642,991)	0.8696	(\$559,145)	0.9091	(\$584,543)
2	\$ 22,030		\$ 172,415	0.7561	\$130,363	0.8264	\$142,484
3	\$ 22,030		\$ 172,415	0.6575	\$113,363	0.7513	\$129,535
4	\$ 22,030		\$ 172,415	0.5718	\$98,587	0.6830	\$117,759
5	\$ 22,030		\$ 172,415	0.4972	\$85,725	0.6209	\$107,052
6	\$ 22,030		\$ 172,415	0.4323	\$74,535	0.5645	\$97,328
7	\$ 22,030		\$ 172,415	0.3759	\$64,811	0.5132	\$88,483
8	\$ 22,030		\$ 172,415	0.3269	\$56,362	0.4665	\$80,431
9	\$ 22,030		\$ 172,415	0.2843	\$49,018	0.4241	\$73,121
10	\$ 22,030		\$ 172,415	0.2472	\$42,621	0.3855	\$66,466
11	\$ 22,030		\$ 172,415	0.2149	\$37,052	0.3505	\$60,431
12	\$ 22,030		\$ 172,415	0.1869	\$32,224	0.3186	\$54,931
13	\$ 22,030		\$ 172,415	0.1625	\$28,017	0.2897	\$49,949
14	\$ 22,030		\$ 172,415	0.1413	\$24,362	0.2633	\$45,397
15	\$ 22,030		\$ 172,415	0.1229	\$21,190	0.2394	\$41,276
16	\$ 22,030		\$ 172,415	0.1069	\$18,431	0.2176	\$37,517
17	\$ 22,030		\$ 172,415	0.0929	\$16,017	0.1978	\$34,104
18	\$ 22,030		\$ 172,415	0.0808	\$13,931	0.1799	\$31,017
19	\$ 22,030		\$ 172,415	0.0703	\$12,121	0.1635	\$28,190
20	\$ 22,030		\$ 172,415	0.0611	\$10,535	0.1486	\$25,621
21	\$ 22,030		\$ 22,030	0.0531	\$1,170	0.1351	\$2,976
	273,900		\$273,900	0.0531	\$14,544	0.1351	\$37,004
<b>NPV</b>					<b>\$18,172</b>		<b>\$398,870</b>
<b>IRR (%)</b>					<b>15.24</b>	<b>%</b>	

Internal Rate of Return (IRR)

$$\begin{aligned} \text{IRR} &= i \text{ NPV+} + \text{NPV+}/(\text{NPV+} - \text{NPV-}) * (i \text{ NPV-} - i \text{ NPV+}) \\ &= 10 + 5.239 \\ \text{IRR} &= 15.24 \% \end{aligned}$$

**LAMPIRAN-3.1**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-OKSIDASI HIDROGEN PEROKSIDA**

A. CASE-1

CAPEX                    \$1,245,000  
Revenue                \$194,444  
OPEX                    \$17,166

A7 +20% OPEX

	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)	PV (10%)
0	\$ 17,166	\$ 498,000	\$ (320,722)	1.0000	(\$320,722)	1.0000	(\$320,722)
1	\$ 18,883	\$ 747,000	(\$571,438)	0.8696	(\$496,923)	0.9091	(\$519,494)
2	\$ 22,030		\$ 172,415	0.7561	\$130,363	0.8264	\$142,484
3	\$ 22,030		\$ 172,415	0.6575	\$113,363	0.7513	\$129,535
4	\$ 22,030		\$ 172,415	0.5718	\$98,587	0.6830	\$117,759
5	\$ 22,030		\$ 172,415	0.4972	\$85,725	0.6209	\$107,052
6	\$ 22,030		\$ 172,415	0.4323	\$74,535	0.5645	\$97,328
7	\$ 22,030		\$ 172,415	0.3759	\$64,811	0.5132	\$88,483
8	\$ 22,030		\$ 172,415	0.3269	\$56,362	0.4665	\$80,431
9	\$ 22,030		\$ 172,415	0.2843	\$49,018	0.4241	\$73,121
10	\$ 22,030		\$ 172,415	0.2472	\$42,621	0.3855	\$66,466
11	\$ 22,030		\$ 172,415	0.2149	\$37,052	0.3505	\$60,431
12	\$ 22,030		\$ 172,415	0.1869	\$32,224	0.3186	\$54,931
13	\$ 22,030		\$ 172,415	0.1625	\$28,017	0.2897	\$49,949
14	\$ 22,030		\$ 172,415	0.1413	\$24,362	0.2633	\$45,397
15	\$ 22,030		\$ 172,415	0.1229	\$21,190	0.2394	\$41,276
16	\$ 22,030		\$ 172,415	0.1069	\$18,431	0.2176	\$37,517
17	\$ 22,030		\$ 172,415	0.0929	\$16,017	0.1978	\$34,104
18	\$ 22,030		\$ 172,415	0.0808	\$13,931	0.1799	\$31,017
19	\$ 22,030		\$ 172,415	0.0703	\$12,121	0.1635	\$28,190
20	\$ 22,030		\$ 172,415	0.0611	\$10,535	0.1486	\$25,621
21	\$ 22,030		\$ 22,030	0.0531	\$1,170	0.1351	\$2,976
	249,000		\$249,000	0.0531	\$13,222	0.1351	\$33,640
<b>NPV</b>					<b>\$126,011</b>		<b>\$507,494</b>
<b>IRR (%)</b>					<b>16.65</b>	<b>%</b>	

Internal Rate of Return (IRR)

$$\begin{aligned} \text{IRR} &= i \text{ NPV+} + \text{NPV+}/(\text{NPV+} - \text{NPV-}) * (i \text{ NPV-} - i \text{ NPV+}) \\ &= 10 + 6.652 \\ \text{IRR} &= 16.65 \% \end{aligned}$$

**LAMPIRAN-3.1**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-OKSIDASI HIDROGEN PEROKSIDA**

**A. OKSIDASI HIDROGEN PEROKSIDA**

CAPEX                    \$1,494,000  
Revenue                \$194,444  
OPEX                    \$14,305

A3    +20% CAPEX

	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)	PV (10%)
0	\$ 14,305	\$ 597,600	\$ (417,461)	1.0000	(\$417,461)	1.0000	(\$417,461)
1	\$ 15,736	\$ 896,400	(\$717,691)	0.8696	(\$624,104)	0.9091	(\$652,453)
2	\$ 22,030		\$ 172,415	0.7561	\$130,363	0.8264	\$142,484
3	\$ 22,030		\$ 172,415	0.6575	\$113,363	0.7513	\$129,535
4	\$ 22,030		\$ 172,415	0.5718	\$98,587	0.6830	\$117,759
5	\$ 22,030		\$ 172,415	0.4972	\$85,725	0.6209	\$107,052
6	\$ 22,030		\$ 172,415	0.4323	\$74,535	0.5645	\$97,328
7	\$ 22,030		\$ 172,415	0.3759	\$64,811	0.5132	\$88,483
8	\$ 22,030		\$ 172,415	0.3269	\$56,362	0.4665	\$80,431
9	\$ 22,030		\$ 172,415	0.2843	\$49,018	0.4241	\$73,121
10	\$ 22,030		\$ 172,415	0.2472	\$42,621	0.3855	\$66,466
11	\$ 22,030		\$ 172,415	0.2149	\$37,052	0.3505	\$60,431
12	\$ 22,030		\$ 172,415	0.1869	\$32,224	0.3186	\$54,931
13	\$ 22,030		\$ 172,415	0.1625	\$28,017	0.2897	\$49,949
14	\$ 22,030		\$ 172,415	0.1413	\$24,362	0.2633	\$45,397
15	\$ 22,030		\$ 172,415	0.1229	\$21,190	0.2394	\$41,276
16	\$ 22,030		\$ 172,415	0.1069	\$18,431	0.2176	\$37,517
17	\$ 22,030		\$ 172,415	0.0929	\$16,017	0.1978	\$34,104
18	\$ 22,030		\$ 172,415	0.0808	\$13,931	0.1799	\$31,017
19	\$ 22,030		\$ 172,415	0.0703	\$12,121	0.1635	\$28,190
20	\$ 22,030		\$ 172,415	0.0611	\$10,535	0.1486	\$25,621
21	\$ 22,030		\$ 22,030	0.0531	\$1,170	0.1351	\$2,976
	298,800		\$298,800	0.0531	\$15,866	0.1351	\$40,368
<b>NPV</b>					<b>(\$95,265)</b>		\$284,524
<b>IRR (%)</b>					<b>13.75</b>	<b>%</b>	

Internal Rate of Return (IRR)

$$\begin{aligned} \text{IRR} &= i \text{ NPV+} + \text{NPV+}/(\text{NPV+} - \text{NPV-}) * (i \text{ NPV-} - i \text{ NPV+}) \\ &= 10 + 3.746 \\ \text{IRR} &= 13.75 \% \end{aligned}$$

**LAMPIRAN-3.1**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-OKSIDASI HIDROGEN PEROKSIDA**

A. CASE-1

CAPEX                    \$1,245,000  
Revenue                 \$194,444  
OPEX                     \$12,875

A8 -10% OPEX

	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)	PV (10%)
0	\$ 12,875	\$ 498,000	\$ (316,430)	1.0000	(\$316,430)	1.0000	(\$316,430)
1	\$ 14,162	\$ 747,000	(\$566,718)	0.8696	(\$492,818)	0.9091	(\$515,203)
2	\$ 22,030		\$ 172,415	0.7561	\$130,363	0.8264	\$142,484
3	\$ 22,030		\$ 172,415	0.6575	\$113,363	0.7513	\$129,535
4	\$ 22,030		\$ 172,415	0.5718	\$98,587	0.6830	\$117,759
5	\$ 22,030		\$ 172,415	0.4972	\$85,725	0.6209	\$107,052
6	\$ 22,030		\$ 172,415	0.4323	\$74,535	0.5645	\$97,328
7	\$ 22,030		\$ 172,415	0.3759	\$64,811	0.5132	\$88,483
8	\$ 22,030		\$ 172,415	0.3269	\$56,362	0.4665	\$80,431
9	\$ 22,030		\$ 172,415	0.2843	\$49,018	0.4241	\$73,121
10	\$ 22,030		\$ 172,415	0.2472	\$42,621	0.3855	\$66,466
11	\$ 22,030		\$ 172,415	0.2149	\$37,052	0.3505	\$60,431
12	\$ 22,030		\$ 172,415	0.1869	\$32,224	0.3186	\$54,931
13	\$ 22,030		\$ 172,415	0.1625	\$28,017	0.2897	\$49,949
14	\$ 22,030		\$ 172,415	0.1413	\$24,362	0.2633	\$45,397
15	\$ 22,030		\$ 172,415	0.1229	\$21,190	0.2394	\$41,276
16	\$ 22,030		\$ 172,415	0.1069	\$18,431	0.2176	\$37,517
17	\$ 22,030		\$ 172,415	0.0929	\$16,017	0.1978	\$34,104
18	\$ 22,030		\$ 172,415	0.0808	\$13,931	0.1799	\$31,017
19	\$ 22,030		\$ 172,415	0.0703	\$12,121	0.1635	\$28,190
20	\$ 22,030		\$ 172,415	0.0611	\$10,535	0.1486	\$25,621
21	\$ 22,030		\$ 22,030	0.0531	\$1,170	0.1351	\$2,976
	249,000		\$249,000	0.0531	\$13,222	0.1351	\$33,640
<b>NPV</b>					<b>\$134,408</b>		<b>\$516,077</b>
<b>IRR (%)</b>					<b>16.76</b>	<b>%</b>	

Internal Rate of Return (IRR)

$$\begin{aligned} \text{IRR} &= i \text{ NPV+} + \text{NPV+}/(\text{NPV+} - \text{NPV-}) * (i \text{ NPV-} - i \text{ NPV+}) \\ &= 10 + 6.761 \\ \text{IRR} &= 16.76 \% \end{aligned}$$

**LAMPIRAN-3.1**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-OKSIDASI HIDROGEN PEROKSIDA**

**A. OKSIDASI HIDROGEN PEROKSIDA**

CAPEX                    \$1,120,500  
Revenue                \$194,444  
OPEX                    \$14,305

A4    -10% CAPEX

	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)	PV (10%)
0	\$ 14,305	\$ 448,200	\$ (268,061)	1.0000	(\$268,061)	1.0000	(\$268,061)
1	\$ 15,736	\$ 672,300	(\$493,591)	0.8696	(\$429,227)	0.9091	(\$448,724)
2	\$ 22,030		\$ 172,415	0.7561	\$130,363	0.8264	\$142,484
3	\$ 22,030		\$ 172,415	0.6575	\$113,363	0.7513	\$129,535
4	\$ 22,030		\$ 172,415	0.5718	\$98,587	0.6830	\$117,759
5	\$ 22,030		\$ 172,415	0.4972	\$85,725	0.6209	\$107,052
6	\$ 22,030		\$ 172,415	0.4323	\$74,535	0.5645	\$97,328
7	\$ 22,030		\$ 172,415	0.3759	\$64,811	0.5132	\$88,483
8	\$ 22,030		\$ 172,415	0.3269	\$56,362	0.4665	\$80,431
9	\$ 22,030		\$ 172,415	0.2843	\$49,018	0.4241	\$73,121
10	\$ 22,030		\$ 172,415	0.2472	\$42,621	0.3855	\$66,466
11	\$ 22,030		\$ 172,415	0.2149	\$37,052	0.3505	\$60,431
12	\$ 22,030		\$ 172,415	0.1869	\$32,224	0.3186	\$54,931
13	\$ 22,030		\$ 172,415	0.1625	\$28,017	0.2897	\$49,949
14	\$ 22,030		\$ 172,415	0.1413	\$24,362	0.2633	\$45,397
15	\$ 22,030		\$ 172,415	0.1229	\$21,190	0.2394	\$41,276
16	\$ 22,030		\$ 172,415	0.1069	\$18,431	0.2176	\$37,517
17	\$ 22,030		\$ 172,415	0.0929	\$16,017	0.1978	\$34,104
18	\$ 22,030		\$ 172,415	0.0808	\$13,931	0.1799	\$31,017
19	\$ 22,030		\$ 172,415	0.0703	\$12,121	0.1635	\$28,190
20	\$ 22,030		\$ 172,415	0.0611	\$10,535	0.1486	\$25,621
21	\$ 22,030		\$ 22,030	0.0531	\$1,170	0.1351	\$2,976
	224,100		\$224,100	0.0531	\$11,900	0.1351	\$30,276
<b>NPV</b>					<b>\$245,046</b>		<b>\$627,561</b>
<b>IRR (%)</b>					<b>18.20</b>	<b>%</b>	

Internal Rate of Return (IRR)

$$\begin{aligned} \text{IRR} &= i \text{ NPV+} + \text{NPV+}/(\text{NPV+} - \text{NPV-}) * (i \text{ NPV-} - i \text{ NPV+}) \\ &= 10 + 8.203 \\ \text{IRR} &= 18.20 \% \end{aligned}$$

**LAMPIRAN-3.1**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-OKSIDASI HIDROGEN PEROKSIDA**

A. CASE-1

CAPEX	\$1,245,000
Revenue	\$194,444
OPEX	\$11,444

A9 -20% OPEX

	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)	PV (10%)
0	\$ 11,444	\$ 498,000	\$ (315,000)	1.0000	(\$315,000)	1.0000	(\$315,000)
1	\$ 12,588	\$ 747,000	(\$565,144)	0.8696	(\$491,449)	0.9091	(\$513,772)
2	\$ 22,030		\$ 172,415	0.7561	\$130,363	0.8264	\$142,484
3	\$ 22,030		\$ 172,415	0.6575	\$113,363	0.7513	\$129,535
4	\$ 22,030		\$ 172,415	0.5718	\$98,587	0.6830	\$117,759
5	\$ 22,030		\$ 172,415	0.4972	\$85,725	0.6209	\$107,052
6	\$ 22,030		\$ 172,415	0.4323	\$74,535	0.5645	\$97,328
7	\$ 22,030		\$ 172,415	0.3759	\$64,811	0.5132	\$88,483
8	\$ 22,030		\$ 172,415	0.3269	\$56,362	0.4665	\$80,431
9	\$ 22,030		\$ 172,415	0.2843	\$49,018	0.4241	\$73,121
10	\$ 22,030		\$ 172,415	0.2472	\$42,621	0.3855	\$66,466
11	\$ 22,030		\$ 172,415	0.2149	\$37,052	0.3505	\$60,431
12	\$ 22,030		\$ 172,415	0.1869	\$32,224	0.3186	\$54,931
13	\$ 22,030		\$ 172,415	0.1625	\$28,017	0.2897	\$49,949
14	\$ 22,030		\$ 172,415	0.1413	\$24,362	0.2633	\$45,397
15	\$ 22,030		\$ 172,415	0.1229	\$21,190	0.2394	\$41,276
16	\$ 22,030		\$ 172,415	0.1069	\$18,431	0.2176	\$37,517
17	\$ 22,030		\$ 172,415	0.0929	\$16,017	0.1978	\$34,104
18	\$ 22,030		\$ 172,415	0.0808	\$13,931	0.1799	\$31,017
19	\$ 22,030		\$ 172,415	0.0703	\$12,121	0.1635	\$28,190
20	\$ 22,030		\$ 172,415	0.0611	\$10,535	0.1486	\$25,621
21	\$ 22,030		\$ 22,030	0.0531	\$1,170	0.1351	\$2,976
	249,000		\$249,000	0.0531	\$13,222	0.1351	\$33,640
<b>NPV</b>					<b>\$137,207</b>		<b>\$518,938</b>
<b>IRR (%)</b>					<b>16.80</b>	<b>%</b>	

Internal Rate of Return (IRR)

$$\begin{aligned}
 \text{IRR} &= i \text{ NPV+} + \text{NPV+}/(\text{NPV+} - \text{NPV-}) * (i \text{ NPV-} - i \text{ NPV+}) \\
 &= 10 + 6.797 \\
 \text{IRR} &= 16.80 \%
 \end{aligned}$$

**LAMPIRAN-3.1**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-OKSIDASI HIDROGEN PEROKSIDA**

**A. OKSIDASI HIDROGEN PEROKSIDA**

CAPEX                   \$996,000  
Revenue                \$166,667  
OPEX                    \$14,305

A5   -20% CAPEX

	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)	PV (10%)
0	\$ 14,305	\$ 398,400	\$ (246,038)	1.0000	(\$246,038)	1.0000	(\$246,038)
1	\$ 15,736	\$ 597,600	(\$446,669)	0.8696	(\$388,423)	0.9091	(\$406,067)
2	\$ 22,030		\$ 172,415	0.7561	\$130,363	0.8264	\$142,484
3	\$ 22,030		\$ 172,415	0.6575	\$113,363	0.7513	\$129,535
4	\$ 22,030		\$ 172,415	0.5718	\$98,587	0.6830	\$117,759
5	\$ 22,030		\$ 172,415	0.4972	\$85,725	0.6209	\$107,052
6	\$ 22,030		\$ 172,415	0.4323	\$74,535	0.5645	\$97,328
7	\$ 22,030		\$ 172,415	0.3759	\$64,811	0.5132	\$88,483
8	\$ 22,030		\$ 172,415	0.3269	\$56,362	0.4665	\$80,431
9	\$ 22,030		\$ 172,415	0.2843	\$49,018	0.4241	\$73,121
10	\$ 22,030		\$ 172,415	0.2472	\$42,621	0.3855	\$66,466
11	\$ 22,030		\$ 172,415	0.2149	\$37,052	0.3505	\$60,431
12	\$ 22,030		\$ 172,415	0.1869	\$32,224	0.3186	\$54,931
13	\$ 22,030		\$ 172,415	0.1625	\$28,017	0.2897	\$49,949
14	\$ 22,030		\$ 172,415	0.1413	\$24,362	0.2633	\$45,397
15	\$ 22,030		\$ 172,415	0.1229	\$21,190	0.2394	\$41,276
16	\$ 22,030		\$ 172,415	0.1069	\$18,431	0.2176	\$37,517
17	\$ 22,030		\$ 172,415	0.0929	\$16,017	0.1978	\$34,104
18	\$ 22,030		\$ 172,415	0.0808	\$13,931	0.1799	\$31,017
19	\$ 22,030		\$ 172,415	0.0703	\$12,121	0.1635	\$28,190
20	\$ 22,030		\$ 172,415	0.0611	\$10,535	0.1486	\$25,621
21	\$ 22,030		\$ 22,030	0.0531	\$1,170	0.1351	\$2,976
	199,200		\$199,200	0.0531	\$10,578	0.1351	\$26,912
<b>NPV</b>					<b>\$306,549</b>		<b>\$688,877</b>
<b>IRR (%)</b>					<b>19.01</b>	<b>%</b>	

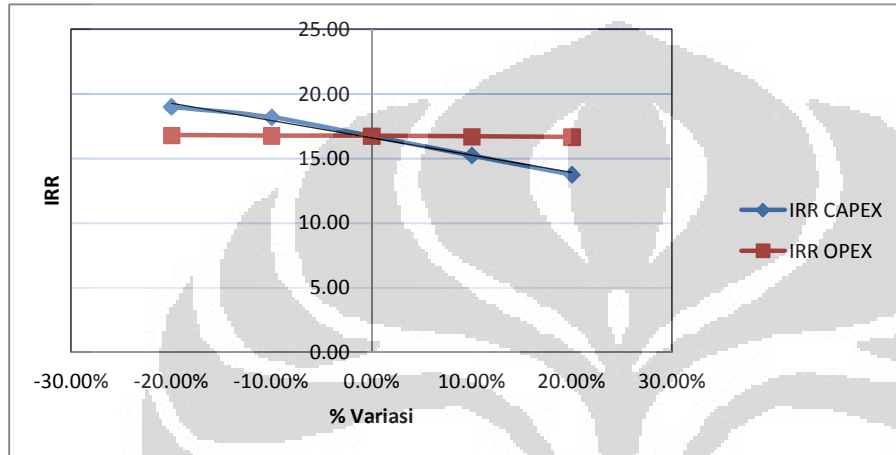
Internal Rate of Return (IRR)

$$\begin{aligned} \text{IRR} &= i \text{ NPV+} + \text{NPV+}/(\text{NPV+} - \text{NPV-}) * (i \text{ NPV-} - i \text{ NPV+}) \\ &= 10 + 9.009 \\ \text{IRR} &= 19.01 \% \end{aligned}$$



**LAMPIRAN-3.1**  
**HASIL PERHITUNGAN SENSITIVITAS-OKSIDASI HIDROGEN PEROKSIDA**

Persentasi Variasi	IRR	
	CAPEX	OPEX
20.00%	13.75	16.65
10.00%	15.24	16.69
0.00%	16.72	16.72
-10.00%	18.20	16.76
-20.00%	19.01	16.80



**LAMPIRAN-3.1**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-WET AIR OXIDATION**

**A. WET AIR OXIDATION**

CAPEX                   \$2,750,000  
Revenue                \$194,444  
OPEX                    \$64,055

**A1 GROSS CAPEX-OPEX**

	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)	PV (10%)
0	\$ 64,055	\$ 1,100,000	\$ (969,611)	1.0000	(\$969,611)	1.0000	(\$969,611)
1	\$ 70,461	\$ 1,650,000	(\$1,526,016)	0.8696	(\$1,327,024)	0.9091	(\$1,387,301)
2	\$ 98,645		\$ 95,800	0.7561	\$72,434	0.8264	\$79,169
3	\$ 98,645		\$ 95,800	0.6575	\$62,988	0.7513	\$71,974
4	\$ 98,645		\$ 95,800	0.5718	\$54,778	0.6830	\$65,431
5	\$ 98,645		\$ 95,800	0.4972	\$47,632	0.6209	\$59,482
6	\$ 98,645		\$ 95,800	0.4323	\$41,414	0.5645	\$54,079
7	\$ 98,645		\$ 95,800	0.3759	\$36,011	0.5132	\$49,164
8	\$ 98,645		\$ 95,800	0.3269	\$31,317	0.4665	\$44,691
9	\$ 98,645		\$ 95,800	0.2843	\$27,236	0.4241	\$40,629
10	\$ 98,645		\$ 95,800	0.2472	\$23,682	0.3855	\$36,931
11	\$ 98,645		\$ 95,800	0.2149	\$20,587	0.3505	\$33,578
12	\$ 98,645		\$ 95,800	0.1869	\$17,905	0.3186	\$30,522
13	\$ 98,645		\$ 95,800	0.1625	\$15,567	0.2897	\$27,753
14	\$ 98,645		\$ 95,800	0.1413	\$13,537	0.2633	\$25,224
15	\$ 98,645		\$ 95,800	0.1229	\$11,774	0.2394	\$22,934
16	\$ 98,645		\$ 95,800	0.1069	\$10,241	0.2176	\$20,846
17	\$ 98,645		\$ 95,800	0.0929	\$8,900	0.1978	\$18,949
18	\$ 98,645		\$ 95,800	0.0808	\$7,741	0.1799	\$17,234
19	\$ 98,645		\$ 95,800	0.0703	\$6,735	0.1635	\$15,663
20	\$ 98,645		\$ 95,800	0.0611	\$5,853	0.1486	\$14,236
21	\$ 98,645		\$ 98,645	0.0531	\$5,238	0.1351	\$13,327
	550,000		\$550,000	0.0531	\$29,205	0.1351	\$74,305
<b>NPV</b>					<b>(\$1,745,859)</b>		<b>(\$1,540,790)</b>
<b>IRR (%)</b>					<b>-27.57</b>	<b>%</b>	

Internal Rate of Return (IRR)

$$\begin{aligned} \text{IRR} &= i \text{ NPV+} + \text{NPV+}/(\text{NPV+} - \text{NPV-}) * (i \text{ NPV-} - i \text{ NPV+}) \\ &= 10 + -37.568 \\ \text{IRR} &= -27.57 \% \end{aligned}$$

**LAMPIRAN-3.1**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-WET AIR OXIDATION**

A. CASE-1

CAPEX                   \$2,750,000  
Revenue                 \$194,444  
OPEX                    \$70,461

A6 +10% OPEX

	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)	PV (10%)
0	\$ 70,461	\$ 1,100,000	\$ (976,016)	1.0000	(\$976,016)	1.0000	(\$976,016)
1	\$ 77,507	\$ 1,650,000	(\$1,533,062)	0.8696	(\$1,333,151)	0.9091	(\$1,393,707)
2	\$ 98,645		\$ 95,800	0.7561	\$72,434	0.8264	\$79,169
3	\$ 98,645		\$ 95,800	0.6575	\$62,988	0.7513	\$71,974
4	\$ 98,645		\$ 95,800	0.5718	\$54,778	0.6830	\$65,431
5	\$ 98,645		\$ 95,800	0.4972	\$47,632	0.6209	\$59,482
6	\$ 98,645		\$ 95,800	0.4323	\$41,414	0.5645	\$54,079
7	\$ 98,645		\$ 95,800	0.3759	\$36,011	0.5132	\$49,164
8	\$ 98,645		\$ 95,800	0.3269	\$31,317	0.4665	\$44,691
9	\$ 98,645		\$ 95,800	0.2843	\$27,236	0.4241	\$40,629
10	\$ 98,645		\$ 95,800	0.2472	\$23,682	0.3855	\$36,931
11	\$ 98,645		\$ 95,800	0.2149	\$20,587	0.3505	\$33,578
12	\$ 98,645		\$ 95,800	0.1869	\$17,905	0.3186	\$30,522
13	\$ 98,645		\$ 95,800	0.1625	\$15,567	0.2897	\$27,753
14	\$ 98,645		\$ 95,800	0.1413	\$13,537	0.2633	\$25,224
15	\$ 98,645		\$ 95,800	0.1229	\$11,774	0.2394	\$22,934
16	\$ 98,645		\$ 95,800	0.1069	\$10,241	0.2176	\$20,846
17	\$ 98,645		\$ 95,800	0.0929	\$8,900	0.1978	\$18,949
18	\$ 98,645		\$ 95,800	0.0808	\$7,741	0.1799	\$17,234
19	\$ 98,645		\$ 95,800	0.0703	\$6,735	0.1635	\$15,663
20	\$ 98,645		\$ 95,800	0.0611	\$5,853	0.1486	\$14,236
21	\$ 98,645		\$ 98,645	0.0531	\$5,238	0.1351	\$13,327
	550,000		\$550,000	0.0531	\$29,205	0.1351	\$74,305
<b>NPV</b>					<b>(\$1,758,392)</b>		<b>(\$1,553,601)</b>
<b>IRR (%)</b>					<b>-27.93</b>	<b>%</b>	

Internal Rate of Return (IRR)

$$\begin{aligned} \text{IRR} &= i \text{ NPV+} + \text{NPV+}/(\text{NPV+} - \text{NPV-}) * (i \text{ NPV-} - i \text{ NPV+}) \\ &= 10 + -37.931 \\ \text{IRR} &= -27.93 \% \end{aligned}$$

**LAMPIRAN-3.1**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-WET AIR OXIDATION**

**A. WET AIR OXIDATION**

CAPEX                   \$3,025,000  
Revenue                 \$194,444  
OPEX                    \$64,055

**A2 +10% CAPEX**

	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)	PV (10%)
0	\$ 64,055	\$ 1,210,000	\$ (1,079,611)	1.0000	(\$1,079,611)	1.0000	(\$1,079,611)
1	\$ 70,461	\$ 1,815,000	(\$1,691,016)	0.8696	(\$1,470,508)	0.9091	(\$1,537,303)
2	\$ 98,645		\$ 95,800	0.7561	\$72,434	0.8264	\$79,169
3	\$ 98,645		\$ 95,800	0.6575	\$62,988	0.7513	\$71,974
4	\$ 98,645		\$ 95,800	0.5718	\$54,778	0.6830	\$65,431
5	\$ 98,645		\$ 95,800	0.4972	\$47,632	0.6209	\$59,482
6	\$ 98,645		\$ 95,800	0.4323	\$41,414	0.5645	\$54,079
7	\$ 98,645		\$ 95,800	0.3759	\$36,011	0.5132	\$49,164
8	\$ 98,645		\$ 95,800	0.3269	\$31,317	0.4665	\$44,691
9	\$ 98,645		\$ 95,800	0.2843	\$27,236	0.4241	\$40,629
10	\$ 98,645		\$ 95,800	0.2472	\$23,682	0.3855	\$36,931
11	\$ 98,645		\$ 95,800	0.2149	\$20,587	0.3505	\$33,578
12	\$ 98,645		\$ 95,800	0.1869	\$17,905	0.3186	\$30,522
13	\$ 98,645		\$ 95,800	0.1625	\$15,567	0.2897	\$27,753
14	\$ 98,645		\$ 95,800	0.1413	\$13,537	0.2633	\$25,224
15	\$ 98,645		\$ 95,800	0.1229	\$11,774	0.2394	\$22,934
16	\$ 98,645		\$ 95,800	0.1069	\$10,241	0.2176	\$20,846
17	\$ 98,645		\$ 95,800	0.0929	\$8,900	0.1978	\$18,949
18	\$ 98,645		\$ 95,800	0.0808	\$7,741	0.1799	\$17,234
19	\$ 98,645		\$ 95,800	0.0703	\$6,735	0.1635	\$15,663
20	\$ 98,645		\$ 95,800	0.0611	\$5,853	0.1486	\$14,236
21	\$ 98,645		\$ 98,645	0.0531	\$5,238	0.1351	\$13,327
	605,000		\$605,000	0.0531	\$32,126	0.1351	\$81,736
<b>NPV</b>					<b>(\$1,996,423)</b>		<b>(\$1,793,361)</b>
<b>IRR (%)</b>					<b>-34.16</b>	<b>%</b>	

Internal Rate of Return (IRR)

$$\begin{aligned} \text{IRR} &= i \text{ NPV+} + \text{NPV+}/(\text{NPV+} - \text{NPV-}) * (i \text{ NPV-} - i \text{ NPV+}) \\ &= 10 + -44.158 \\ \text{IRR} &= -34.16 \% \end{aligned}$$

**LAMPIRAN-3.1**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-WET AIR OXIDATION**

A. CASE-1

CAPEX	\$2,750,000
Revenue	\$194,444
OPEX	\$76,866

A7 +20% OPEX

	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)	PV (10%)
0	\$ 76,866	\$ 1,100,000	\$ (982,422)	1.0000	(\$982,422)	1.0000	(\$982,422)
1	\$ 84,553	\$ 1,650,000	(\$1,540,108)	0.8696	(\$1,339,278)	0.9091	(\$1,400,112)
2	\$ 98,645		\$ 95,800	0.7561	\$72,434	0.8264	\$79,169
3	\$ 98,645		\$ 95,800	0.6575	\$62,988	0.7513	\$71,974
4	\$ 98,645		\$ 95,800	0.5718	\$54,778	0.6830	\$65,431
5	\$ 98,645		\$ 95,800	0.4972	\$47,632	0.6209	\$59,482
6	\$ 98,645		\$ 95,800	0.4323	\$41,414	0.5645	\$54,079
7	\$ 98,645		\$ 95,800	0.3759	\$36,011	0.5132	\$49,164
8	\$ 98,645		\$ 95,800	0.3269	\$31,317	0.4665	\$44,691
9	\$ 98,645		\$ 95,800	0.2843	\$27,236	0.4241	\$40,629
10	\$ 98,645		\$ 95,800	0.2472	\$23,682	0.3855	\$36,931
11	\$ 98,645		\$ 95,800	0.2149	\$20,587	0.3505	\$33,578
12	\$ 98,645		\$ 95,800	0.1869	\$17,905	0.3186	\$30,522
13	\$ 98,645		\$ 95,800	0.1625	\$15,567	0.2897	\$27,753
14	\$ 98,645		\$ 95,800	0.1413	\$13,537	0.2633	\$25,224
15	\$ 98,645		\$ 95,800	0.1229	\$11,774	0.2394	\$22,934
16	\$ 98,645		\$ 95,800	0.1069	\$10,241	0.2176	\$20,846
17	\$ 98,645		\$ 95,800	0.0929	\$8,900	0.1978	\$18,949
18	\$ 98,645		\$ 95,800	0.0808	\$7,741	0.1799	\$17,234
19	\$ 98,645		\$ 95,800	0.0703	\$6,735	0.1635	\$15,663
20	\$ 98,645		\$ 95,800	0.0611	\$5,853	0.1486	\$14,236
21	\$ 98,645		\$ 98,645	0.0531	\$5,238	0.1351	\$13,327
	550,000		\$550,000	0.0531	\$29,205	0.1351	\$74,305
<b>NPV</b>					<b>(\$1,770,925)</b>		<b>(\$1,566,412)</b>
<b>IRR (%)</b>					<b>-28.30</b>	<b>%</b>	

Internal Rate of Return (IRR)

$$\begin{aligned}
 \text{IRR} &= i \text{ NPV+} + \text{NPV+}/(\text{NPV+} - \text{NPV-}) * (i \text{ NPV-} - i \text{ NPV+}) \\
 &= 10 + -38.296 \\
 \text{IRR} &= -28.30 \%
 \end{aligned}$$

**LAMPIRAN-3.1**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-WET AIR OXIDATION**

**A. WET AIR OXIDATION**

CAPEX                   \$3,300,000  
Revenue                \$194,444  
OPEX                    \$64,055

A3   +20% CAPEX

	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)	PV (10%)
0	\$ 64,055	\$ 1,320,000	\$ (1,189,611)	1.0000	(\$1,189,611)	1.0000	(\$1,189,611)
1	\$ 70,461	\$ 1,980,000	(\$1,856,016)	0.8696	(\$1,613,992)	0.9091	(\$1,687,304)
2	\$ 98,645		\$ 95,800	0.7561	\$72,434	0.8264	\$79,169
3	\$ 98,645		\$ 95,800	0.6575	\$62,988	0.7513	\$71,974
4	\$ 98,645		\$ 95,800	0.5718	\$54,778	0.6830	\$65,431
5	\$ 98,645		\$ 95,800	0.4972	\$47,632	0.6209	\$59,482
6	\$ 98,645		\$ 95,800	0.4323	\$41,414	0.5645	\$54,079
7	\$ 98,645		\$ 95,800	0.3759	\$36,011	0.5132	\$49,164
8	\$ 98,645		\$ 95,800	0.3269	\$31,317	0.4665	\$44,691
9	\$ 98,645		\$ 95,800	0.2843	\$27,236	0.4241	\$40,629
10	\$ 98,645		\$ 95,800	0.2472	\$23,682	0.3855	\$36,931
11	\$ 98,645		\$ 95,800	0.2149	\$20,587	0.3505	\$33,578
12	\$ 98,645		\$ 95,800	0.1869	\$17,905	0.3186	\$30,522
13	\$ 98,645		\$ 95,800	0.1625	\$15,567	0.2897	\$27,753
14	\$ 98,645		\$ 95,800	0.1413	\$13,537	0.2633	\$25,224
15	\$ 98,645		\$ 95,800	0.1229	\$11,774	0.2394	\$22,934
16	\$ 98,645		\$ 95,800	0.1069	\$10,241	0.2176	\$20,846
17	\$ 98,645		\$ 95,800	0.0929	\$8,900	0.1978	\$18,949
18	\$ 98,645		\$ 95,800	0.0808	\$7,741	0.1799	\$17,234
19	\$ 98,645		\$ 95,800	0.0703	\$6,735	0.1635	\$15,663
20	\$ 98,645		\$ 95,800	0.0611	\$5,853	0.1486	\$14,236
21	\$ 98,645		\$ 98,645	0.0531	\$5,238	0.1351	\$13,327
	660,000		\$660,000	0.0531	\$35,046	0.1351	\$89,166
<b>NPV</b>					<b>(\$2,246,986)</b>	<b>(\$2,045,932)</b>	
<b>IRR (%)</b>					<b>-40.88</b>	<b>%</b>	

Internal Rate of Return (IRR)

$$\begin{aligned} \text{IRR} &= i \text{ NPV+} + \text{NPV+}/(\text{NPV+} - \text{NPV-}) * (i \text{ NPV-} - i \text{ NPV+}) \\ &= 10 + -50.880 \\ \text{IRR} &= -40.88 \% \end{aligned}$$

**LAMPIRAN-3.1**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-WET AIR OXIDATION**

A. CASE-1

CAPEX	\$2,750,000
Revenue	\$194,444
OPEX	\$57,650

A8 -10% OPEX

	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)	PV (10%)
0	\$ 57,650	\$ 1,100,000	\$ (963,205)	1.0000	(\$963,205)	1.0000	(\$963,205)
1	\$ 63,414	\$ 1,650,000	(\$1,518,970)	0.8696	(\$1,320,896)	0.9091	(\$1,380,896)
2	\$ 98,645		\$ 95,800	0.7561	\$72,434	0.8264	\$79,169
3	\$ 98,645		\$ 95,800	0.6575	\$62,988	0.7513	\$71,974
4	\$ 98,645		\$ 95,800	0.5718	\$54,778	0.6830	\$65,431
5	\$ 98,645		\$ 95,800	0.4972	\$47,632	0.6209	\$59,482
6	\$ 98,645		\$ 95,800	0.4323	\$41,414	0.5645	\$54,079
7	\$ 98,645		\$ 95,800	0.3759	\$36,011	0.5132	\$49,164
8	\$ 98,645		\$ 95,800	0.3269	\$31,317	0.4665	\$44,691
9	\$ 98,645		\$ 95,800	0.2843	\$27,236	0.4241	\$40,629
10	\$ 98,645		\$ 95,800	0.2472	\$23,682	0.3855	\$36,931
11	\$ 98,645		\$ 95,800	0.2149	\$20,587	0.3505	\$33,578
12	\$ 98,645		\$ 95,800	0.1869	\$17,905	0.3186	\$30,522
13	\$ 98,645		\$ 95,800	0.1625	\$15,567	0.2897	\$27,753
14	\$ 98,645		\$ 95,800	0.1413	\$13,537	0.2633	\$25,224
15	\$ 98,645		\$ 95,800	0.1229	\$11,774	0.2394	\$22,934
16	\$ 98,645		\$ 95,800	0.1069	\$10,241	0.2176	\$20,846
17	\$ 98,645		\$ 95,800	0.0929	\$8,900	0.1978	\$18,949
18	\$ 98,645		\$ 95,800	0.0808	\$7,741	0.1799	\$17,234
19	\$ 98,645		\$ 95,800	0.0703	\$6,735	0.1635	\$15,663
20	\$ 98,645		\$ 95,800	0.0611	\$5,853	0.1486	\$14,236
21	\$ 98,645		\$ 98,645	0.0531	\$5,238	0.1351	\$13,327
	550,000		\$550,000	0.0531	\$29,205	0.1351	\$74,305
<b>NPV</b>					<b>(\$1,733,326)</b>	<b>(\$1,527,979)</b>	
<b>IRR (%)</b>					<b>-27.20</b>	<b>%</b>	

Internal Rate of Return (IRR)

$$\begin{aligned}
 \text{IRR} &= i \text{ NPV}^+ + \text{NPV}^- / (\text{NPV}^+ - \text{NPV}^-) * (i \text{ NPV}^- - i \text{ NPV}^+) \\
 &= 10 + -37.205 \\
 \text{IRR} &= -27.20 \%
 \end{aligned}$$

**LAMPIRAN-3.1**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-WET AIR OXIDATION**

**A. WET AIR OXIDATION**

CAPEX                   \$2,475,000  
Revenue                \$194,444  
OPEX                    \$64,055

A4   -10% CAPEX

	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)	PV (10%)
0	\$ 64,055	\$ 990,000	\$ (859,611)	1.0000	(\$859,611)	1.0000	(\$859,611)
1	\$ 70,461	\$ 1,485,000	(\$1,361,016)	0.8696	(\$1,183,540)	0.9091	(\$1,237,300)
2	\$ 98,645		\$ 95,800	0.7561	\$72,434	0.8264	\$79,169
3	\$ 98,645		\$ 95,800	0.6575	\$62,988	0.7513	\$71,974
4	\$ 98,645		\$ 95,800	0.5718	\$54,778	0.6830	\$65,431
5	\$ 98,645		\$ 95,800	0.4972	\$47,632	0.6209	\$59,482
6	\$ 98,645		\$ 95,800	0.4323	\$41,414	0.5645	\$54,079
7	\$ 98,645		\$ 95,800	0.3759	\$36,011	0.5132	\$49,164
8	\$ 98,645		\$ 95,800	0.3269	\$31,317	0.4665	\$44,691
9	\$ 98,645		\$ 95,800	0.2843	\$27,236	0.4241	\$40,629
10	\$ 98,645		\$ 95,800	0.2472	\$23,682	0.3855	\$36,931
11	\$ 98,645		\$ 95,800	0.2149	\$20,587	0.3505	\$33,578
12	\$ 98,645		\$ 95,800	0.1869	\$17,905	0.3186	\$30,522
13	\$ 98,645		\$ 95,800	0.1625	\$15,567	0.2897	\$27,753
14	\$ 98,645		\$ 95,800	0.1413	\$13,537	0.2633	\$25,224
15	\$ 98,645		\$ 95,800	0.1229	\$11,774	0.2394	\$22,934
16	\$ 98,645		\$ 95,800	0.1069	\$10,241	0.2176	\$20,846
17	\$ 98,645		\$ 95,800	0.0929	\$8,900	0.1978	\$18,949
18	\$ 98,645		\$ 95,800	0.0808	\$7,741	0.1799	\$17,234
19	\$ 98,645		\$ 95,800	0.0703	\$6,735	0.1635	\$15,663
20	\$ 98,645		\$ 95,800	0.0611	\$5,853	0.1486	\$14,236
21	\$ 98,645		\$ 98,645	0.0531	\$5,238	0.1351	\$13,327
	495,000		\$495,000	0.0531	\$26,285	0.1351	\$66,875
<b>NPV</b>					<b>(\$1,495,296)</b>		<b>(\$1,288,219)</b>
<b>IRR (%)</b>					<b>-21.10</b>	<b>%</b>	

Internal Rate of Return (IRR)

$$\begin{aligned} \text{IRR} &= i \text{ NPV+} + \text{NPV+}/(\text{NPV+} - \text{NPV-}) * (i \text{ NPV-} - i \text{ NPV+}) \\ &= 10 + -31.105 \\ \text{IRR} &= -21.10 \% \end{aligned}$$



**LAMPIRAN-3.1**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-WET AIR OXIDATION**

A. CASE-1

CAPEX                   \$2,750,000  
Revenue                 \$194,444  
OPEX                    \$51,244

A9 -20% OPEX

	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)	PV (10%)
0	\$ 51,244	\$ 1,100,000	\$ (956,800)	1.0000	(\$956,800)	1.0000	(\$956,800)
1	\$ 56,368	\$ 1,650,000	(\$1,511,924)	0.8696	(\$1,314,769)	0.9091	(\$1,374,490)
2	\$ 98,645		\$ 95,800	0.7561	\$72,434	0.8264	\$79,169
3	\$ 98,645		\$ 95,800	0.6575	\$62,988	0.7513	\$71,974
4	\$ 98,645		\$ 95,800	0.5718	\$54,778	0.6830	\$65,431
5	\$ 98,645		\$ 95,800	0.4972	\$47,632	0.6209	\$59,482
6	\$ 98,645		\$ 95,800	0.4323	\$41,414	0.5645	\$54,079
7	\$ 98,645		\$ 95,800	0.3759	\$36,011	0.5132	\$49,164
8	\$ 98,645		\$ 95,800	0.3269	\$31,317	0.4665	\$44,691
9	\$ 98,645		\$ 95,800	0.2843	\$27,236	0.4241	\$40,629
10	\$ 98,645		\$ 95,800	0.2472	\$23,682	0.3855	\$36,931
11	\$ 98,645		\$ 95,800	0.2149	\$20,587	0.3505	\$33,578
12	\$ 98,645		\$ 95,800	0.1869	\$17,905	0.3186	\$30,522
13	\$ 98,645		\$ 95,800	0.1625	\$15,567	0.2897	\$27,753
14	\$ 98,645		\$ 95,800	0.1413	\$13,537	0.2633	\$25,224
15	\$ 98,645		\$ 95,800	0.1229	\$11,774	0.2394	\$22,934
16	\$ 98,645		\$ 95,800	0.1069	\$10,241	0.2176	\$20,846
17	\$ 98,645		\$ 95,800	0.0929	\$8,900	0.1978	\$18,949
18	\$ 98,645		\$ 95,800	0.0808	\$7,741	0.1799	\$17,234
19	\$ 98,645		\$ 95,800	0.0703	\$6,735	0.1635	\$15,663
20	\$ 98,645		\$ 95,800	0.0611	\$5,853	0.1486	\$14,236
21	\$ 98,645		\$ 98,645	0.0531	\$5,238	0.1351	\$13,327
	550,000		\$550,000	0.0531	\$29,205	0.1351	\$74,305
<b>NPV</b>					<b>(\$1,720,794)</b>		<b>(\$1,515,168)</b>
<b>IRR (%)</b>					<b>-26.84</b>	<b>%</b>	

Internal Rate of Return (IRR)

$$\begin{aligned} \text{IRR} &= i \text{ NPV+} + \text{NPV+}/(\text{NPV+} - \text{NPV-}) * (i \text{ NPV-} - i \text{ NPV+}) \\ &= 10 + -36.843 \\ \text{IRR} &= -26.84 \% \end{aligned}$$

**LAMPIRAN-3.1**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-WET AIR OXIDATION**

**A. WET AIR OXIDATION**

CAPEX               \$2,200,000  
Revenue             \$166,667  
OPEX                \$64,055

A5   -20% CAPEX

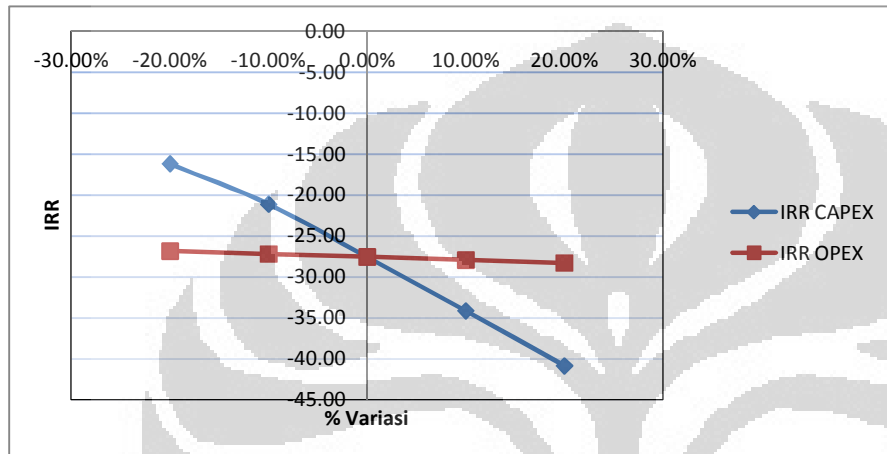
	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)	PV (10%)
0	\$ 64,055	\$ 880,000	\$ (777,388)	1.0000	(\$777,388)	1.0000	(\$777,388)
1	\$ 70,461	\$ 1,320,000	(\$1,223,794)	0.8696	(\$1,064,211)	0.9091	(\$1,112,551)
2	\$ 98,645		\$ 95,800	0.7561	\$72,434	0.8264	\$79,169
3	\$ 98,645		\$ 95,800	0.6575	\$62,988	0.7513	\$71,974
4	\$ 98,645		\$ 95,800	0.5718	\$54,778	0.6830	\$65,431
5	\$ 98,645		\$ 95,800	0.4972	\$47,632	0.6209	\$59,482
6	\$ 98,645		\$ 95,800	0.4323	\$41,414	0.5645	\$54,079
7	\$ 98,645		\$ 95,800	0.3759	\$36,011	0.5132	\$49,164
8	\$ 98,645		\$ 95,800	0.3269	\$31,317	0.4665	\$44,691
9	\$ 98,645		\$ 95,800	0.2843	\$27,236	0.4241	\$40,629
10	\$ 98,645		\$ 95,800	0.2472	\$23,682	0.3855	\$36,931
11	\$ 98,645		\$ 95,800	0.2149	\$20,587	0.3505	\$33,578
12	\$ 98,645		\$ 95,800	0.1869	\$17,905	0.3186	\$30,522
13	\$ 98,645		\$ 95,800	0.1625	\$15,567	0.2897	\$27,753
14	\$ 98,645		\$ 95,800	0.1413	\$13,537	0.2633	\$25,224
15	\$ 98,645		\$ 95,800	0.1229	\$11,774	0.2394	\$22,934
16	\$ 98,645		\$ 95,800	0.1069	\$10,241	0.2176	\$20,846
17	\$ 98,645		\$ 95,800	0.0929	\$8,900	0.1978	\$18,949
18	\$ 98,645		\$ 95,800	0.0808	\$7,741	0.1799	\$17,234
19	\$ 98,645		\$ 95,800	0.0703	\$6,735	0.1635	\$15,663
20	\$ 98,645		\$ 95,800	0.0611	\$5,853	0.1486	\$14,236
21	\$ 98,645		\$ 98,645	0.0531	\$5,238	0.1351	\$13,327
	440,000		\$440,000	0.0531	\$23,364	0.1351	\$59,444
<b>NPV</b>					<b>(\$1,296,666)</b>		<b>(\$1,088,678)</b>
<b>IRR (%)</b>					<b>-16.17</b>	<b>%</b>	

Internal Rate of Return (IRR)

$$\begin{aligned}
 \text{IRR} &= i \text{ NPV+} + \frac{\text{NPV+}/(\text{NPV+} - \text{NPV-}) * (i \text{ NPV-} - i \text{ NPV+})}{10} \\
 &= 10 + \frac{-26.172}{-16.17} \% \\
 \text{IRR} &= -16.17 \%
 \end{aligned}$$

**LAMPIRAN-3.1**  
**HASIL PERHITUNGAN SENSITIVITAS-WET AIR OXIDATION**

Persentasi Variasi	IRR	
	CAPEX	OPEX
20.00%	-40.88	-28.30
10.00%	-34.16	-27.93
0.00%	-27.57	-27.57
-10.00%	-21.10	-27.20
-20.00%	-16.17	-26.84



**LAMPIRAN-3.1**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-INSINERATOR**

**A. INSINERATOR**

CAPEX	\$4,200,000
Revenue	\$194,444
OPEX	\$62,483

**A1 GROSS CAPEX-OPEX**

	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)	PV (10%)
0	\$ 62,483	\$ 1,680,000	\$ (1,548,039)	1.0000	(\$1,548,039)	1.0000	(\$1,548,039)
1	\$ 68,731	\$ 2,520,000	(\$2,394,287)	0.8696	(\$2,082,072)	0.9091	(\$2,176,646)
2	\$ 96,224		\$ 98,221	0.7561	\$74,265	0.8264	\$81,170
3	\$ 96,224		\$ 98,221	0.6575	\$64,580	0.7513	\$73,793
4	\$ 96,224		\$ 98,221	0.5718	\$56,163	0.6830	\$67,085
5	\$ 96,224		\$ 98,221	0.4972	\$48,835	0.6209	\$60,985
6	\$ 96,224		\$ 98,221	0.4323	\$42,461	0.5645	\$55,446
7	\$ 96,224		\$ 98,221	0.3759	\$36,921	0.5132	\$50,407
8	\$ 96,224		\$ 98,221	0.3269	\$32,108	0.4665	\$45,820
9	\$ 96,224		\$ 98,221	0.2843	\$27,924	0.4241	\$41,655
10	\$ 96,224		\$ 98,221	0.2472	\$24,280	0.3855	\$37,864
11	\$ 96,224		\$ 98,221	0.2149	\$21,108	0.3505	\$34,426
12	\$ 96,224		\$ 98,221	0.1869	\$18,357	0.3186	\$31,293
13	\$ 96,224		\$ 98,221	0.1625	\$15,961	0.2897	\$28,455
14	\$ 96,224		\$ 98,221	0.1413	\$13,879	0.2633	\$25,861
15	\$ 96,224		\$ 98,221	0.1229	\$12,071	0.2394	\$23,514
16	\$ 96,224		\$ 98,221	0.1069	\$10,500	0.2176	\$21,373
17	\$ 96,224		\$ 98,221	0.0929	\$9,125	0.1978	\$19,428
18	\$ 96,224		\$ 98,221	0.0808	\$7,936	0.1799	\$17,670
19	\$ 96,224		\$ 98,221	0.0703	\$6,905	0.1635	\$16,059
20	\$ 96,224		\$ 98,221	0.0611	\$6,001	0.1486	\$14,596
21	\$ 96,224		\$ 96,224	0.0531	\$5,109	0.1351	\$13,000
	840,000		\$840,000	0.0531	\$44,604	0.1351	\$113,484
<b>NPV</b>					<b>(\$3,051,017)</b>		<b>(\$2,851,302)</b>
<b>IRR (%)</b>					<b>-61.38</b>	<b>%</b>	

Internal Rate of Return (IRR)

$$\begin{aligned}
 \text{IRR} &= i \text{ NPV+} + \text{NPV+}/(\text{NPV+} - \text{NPV-}) * (i \text{ NPV-} - i \text{ NPV+}) \\
 &= 10 + -71.384 \\
 \text{IRR} &= -61.38 \%
 \end{aligned}$$

**LAMPIRAN-3.1**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-INSINERATOR**

A. CASE-1

CAPEX	\$4,200,000
Revenue	\$194,444
OPEX	\$68,731

A6 +10% OPEX

	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)	PV (10%)
0	\$ 68,731	\$ 1,680,000	\$ (1,554,287)	1.0000	(\$1,554,287)	1.0000	(\$1,554,287)
1	\$ 75,604	\$ 2,520,000	(\$2,401,160)	0.8696	(\$2,088,049)	0.9091	(\$2,182,895)
2	\$ 96,224		\$ 98,221	0.7561	\$74,265	0.8264	\$81,170
3	\$ 96,224		\$ 98,221	0.6575	\$64,580	0.7513	\$73,793
4	\$ 96,224		\$ 98,221	0.5718	\$56,163	0.6830	\$67,085
5	\$ 96,224		\$ 98,221	0.4972	\$48,835	0.6209	\$60,985
6	\$ 96,224		\$ 98,221	0.4323	\$42,461	0.5645	\$55,446
7	\$ 96,224		\$ 98,221	0.3759	\$36,921	0.5132	\$50,407
8	\$ 96,224		\$ 98,221	0.3269	\$32,108	0.4665	\$45,820
9	\$ 96,224		\$ 98,221	0.2843	\$27,924	0.4241	\$41,655
10	\$ 96,224		\$ 98,221	0.2472	\$24,280	0.3855	\$37,864
11	\$ 96,224		\$ 98,221	0.2149	\$21,108	0.3505	\$34,426
12	\$ 96,224		\$ 98,221	0.1869	\$18,357	0.3186	\$31,293
13	\$ 96,224		\$ 98,221	0.1625	\$15,961	0.2897	\$28,455
14	\$ 96,224		\$ 98,221	0.1413	\$13,879	0.2633	\$25,861
15	\$ 96,224		\$ 98,221	0.1229	\$12,071	0.2394	\$23,514
16	\$ 96,224		\$ 98,221	0.1069	\$10,500	0.2176	\$21,373
17	\$ 96,224		\$ 98,221	0.0929	\$9,125	0.1978	\$19,428
18	\$ 96,224		\$ 98,221	0.0808	\$7,936	0.1799	\$17,670
19	\$ 96,224		\$ 98,221	0.0703	\$6,905	0.1635	\$16,059
20	\$ 96,224		\$ 98,221	0.0611	\$6,001	0.1486	\$14,596
21	\$ 96,224		\$ 96,224	0.0531	\$5,109	0.1351	\$13,000
	840,000		\$840,000	0.0531	\$44,604	0.1351	\$113,484
<b>NPV</b>					<b>(\$3,063,242)</b>		<b>(\$2,863,798)</b>
<b>IRR (%)</b>					<b>-61.79</b>	<b>%</b>	

Internal Rate of Return (IRR)

$$\begin{aligned}
 \text{IRR} &= i \text{ NPV+} + \text{NPV+}/(\text{NPV+} - \text{NPV-}) * (i \text{ NPV-} - i \text{ NPV+}) \\
 &= 10 + -71.795 \\
 \text{IRR} &= -61.79 \%
 \end{aligned}$$

**LAMPIRAN-3.1**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-INSINERATOR**

**A. INSINERATOR**

CAPEX                   \$4,620,000  
Revenue                \$194,444  
OPEX                    \$62,483

A2   +10% CAPEX

	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)	PV (10%)
0	\$ 62,483	\$ 1,848,000	\$ (1,716,039)	1.0000	(\$1,716,039)	1.0000	(\$1,716,039)
1	\$ 68,731	\$ 2,772,000	(\$2,646,287)	0.8696	(\$2,301,211)	0.9091	(\$2,405,739)
2	\$ 96,224		\$ 98,221	0.7561	\$74,265	0.8264	\$81,170
3	\$ 96,224		\$ 98,221	0.6575	\$64,580	0.7513	\$73,793
4	\$ 96,224		\$ 98,221	0.5718	\$56,163	0.6830	\$67,085
5	\$ 96,224		\$ 98,221	0.4972	\$48,835	0.6209	\$60,985
6	\$ 96,224		\$ 98,221	0.4323	\$42,461	0.5645	\$55,446
7	\$ 96,224		\$ 98,221	0.3759	\$36,921	0.5132	\$50,407
8	\$ 96,224		\$ 98,221	0.3269	\$32,108	0.4665	\$45,820
9	\$ 96,224		\$ 98,221	0.2843	\$27,924	0.4241	\$41,655
10	\$ 96,224		\$ 98,221	0.2472	\$24,280	0.3855	\$37,864
11	\$ 96,224		\$ 98,221	0.2149	\$21,108	0.3505	\$34,426
12	\$ 96,224		\$ 98,221	0.1869	\$18,357	0.3186	\$31,293
13	\$ 96,224		\$ 98,221	0.1625	\$15,961	0.2897	\$28,455
14	\$ 96,224		\$ 98,221	0.1413	\$13,879	0.2633	\$25,861
15	\$ 96,224		\$ 98,221	0.1229	\$12,071	0.2394	\$23,514
16	\$ 96,224		\$ 98,221	0.1069	\$10,500	0.2176	\$21,373
17	\$ 96,224		\$ 98,221	0.0929	\$9,125	0.1978	\$19,428
18	\$ 96,224		\$ 98,221	0.0808	\$7,936	0.1799	\$17,670
19	\$ 96,224		\$ 98,221	0.0703	\$6,905	0.1635	\$16,059
20	\$ 96,224		\$ 98,221	0.0611	\$6,001	0.1486	\$14,596
21	\$ 96,224		\$ 96,224	0.0531	\$5,109	0.1351	\$13,000
	924,000		\$924,000	0.0531	\$49,064	0.1351	\$124,832
<b>NPV</b>					<b>(\$3,433,696)</b>		<b>(\$3,237,047)</b>
<b>IRR (%)</b>					<b>-72.31</b>	<b>%</b>	

Internal Rate of Return (IRR)

$$\begin{aligned} \text{IRR} &= i \text{ NPV+} + \frac{\text{NPV+}/(\text{NPV+} - \text{NPV-}) * (i \text{ NPV-} - i \text{ NPV+})}{10} \\ &= 10 + \frac{-82.305}{-72.31} \% \\ \text{IRR} &= -72.31 \% \end{aligned}$$

**LAMPIRAN-3.1**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-INSINERATOR**

A. CASE-1

CAPEX                    \$4,200,000  
Revenue                 \$194,444  
OPEX                     \$74,980

A7 +20% OPEX

	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)	PV (10%)
0	\$ 74,980	\$ 1,680,000	\$ (1,560,535)	1.0000	(\$1,560,535)	1.0000	(\$1,560,535)
1	\$ 82,478	\$ 2,520,000	(\$2,408,033)	0.8696	(\$2,094,026)	0.9091	(\$2,189,143)
2	\$ 96,224		\$ 98,221	0.7561	\$74,265	0.8264	\$81,170
3	\$ 96,224		\$ 98,221	0.6575	\$64,580	0.7513	\$73,793
4	\$ 96,224		\$ 98,221	0.5718	\$56,163	0.6830	\$67,085
5	\$ 96,224		\$ 98,221	0.4972	\$48,835	0.6209	\$60,985
6	\$ 96,224		\$ 98,221	0.4323	\$42,461	0.5645	\$55,446
7	\$ 96,224		\$ 98,221	0.3759	\$36,921	0.5132	\$50,407
8	\$ 96,224		\$ 98,221	0.3269	\$32,108	0.4665	\$45,820
9	\$ 96,224		\$ 98,221	0.2843	\$27,924	0.4241	\$41,655
10	\$ 96,224		\$ 98,221	0.2472	\$24,280	0.3855	\$37,864
11	\$ 96,224		\$ 98,221	0.2149	\$21,108	0.3505	\$34,426
12	\$ 96,224		\$ 98,221	0.1869	\$18,357	0.3186	\$31,293
13	\$ 96,224		\$ 98,221	0.1625	\$15,961	0.2897	\$28,455
14	\$ 96,224		\$ 98,221	0.1413	\$13,879	0.2633	\$25,861
15	\$ 96,224		\$ 98,221	0.1229	\$12,071	0.2394	\$23,514
16	\$ 96,224		\$ 98,221	0.1069	\$10,500	0.2176	\$21,373
17	\$ 96,224		\$ 98,221	0.0929	\$9,125	0.1978	\$19,428
18	\$ 96,224		\$ 98,221	0.0808	\$7,936	0.1799	\$17,670
19	\$ 96,224		\$ 98,221	0.0703	\$6,905	0.1635	\$16,059
20	\$ 96,224		\$ 98,221	0.0611	\$6,001	0.1486	\$14,596
21	\$ 96,224		\$ 96,224	0.0531	\$5,109	0.1351	\$13,000
	840,000		\$840,000	0.0531	\$44,604	0.1351	\$113,484
<b>NPV</b>					<b>(\$3,075,468)</b>		<b>(\$2,876,295)</b>
<b>IRR (%)</b>					<b>-62.21</b>	<b>%</b>	

Internal Rate of Return (IRR)

$$\begin{aligned} \text{IRR} &= i \text{ NPV+} + \text{NPV+}/(\text{NPV+} - \text{NPV-}) * (i \text{ NPV-} - i \text{ NPV+}) \\ &= 10 + -72.206 \\ \text{IRR} &= -62.21 \% \end{aligned}$$

**LAMPIRAN-3.1**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-INSINERATOR**

**A. INSINERATOR**

CAPEX                    \$5,040,000  
Revenue                 \$194,444  
OPEX                     \$62,483

A3    +20% CAPEX

	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)	PV (10%)
0	\$ 62,483	\$ 2,016,000	\$ (1,884,039)	1.0000	(\$1,884,039)	1.0000	(\$1,884,039)
1	\$ 68,731	\$ 3,024,000	(\$2,898,287)	0.8696	(\$2,520,350)	0.9091	(\$2,634,833)
2	\$ 96,224		\$ 98,221	0.7561	\$74,265	0.8264	\$81,170
3	\$ 96,224		\$ 98,221	0.6575	\$64,580	0.7513	\$73,793
4	\$ 96,224		\$ 98,221	0.5718	\$56,163	0.6830	\$67,085
5	\$ 96,224		\$ 98,221	0.4972	\$48,835	0.6209	\$60,985
6	\$ 96,224		\$ 98,221	0.4323	\$42,461	0.5645	\$55,446
7	\$ 96,224		\$ 98,221	0.3759	\$36,921	0.5132	\$50,407
8	\$ 96,224		\$ 98,221	0.3269	\$32,108	0.4665	\$45,820
9	\$ 96,224		\$ 98,221	0.2843	\$27,924	0.4241	\$41,655
10	\$ 96,224		\$ 98,221	0.2472	\$24,280	0.3855	\$37,864
11	\$ 96,224		\$ 98,221	0.2149	\$21,108	0.3505	\$34,426
12	\$ 96,224		\$ 98,221	0.1869	\$18,357	0.3186	\$31,293
13	\$ 96,224		\$ 98,221	0.1625	\$15,961	0.2897	\$28,455
14	\$ 96,224		\$ 98,221	0.1413	\$13,879	0.2633	\$25,861
15	\$ 96,224		\$ 98,221	0.1229	\$12,071	0.2394	\$23,514
16	\$ 96,224		\$ 98,221	0.1069	\$10,500	0.2176	\$21,373
17	\$ 96,224		\$ 98,221	0.0929	\$9,125	0.1978	\$19,428
18	\$ 96,224		\$ 98,221	0.0808	\$7,936	0.1799	\$17,670
19	\$ 96,224		\$ 98,221	0.0703	\$6,905	0.1635	\$16,059
20	\$ 96,224		\$ 98,221	0.0611	\$6,001	0.1486	\$14,596
21	\$ 96,224		\$ 96,224	0.0531	\$5,109	0.1351	\$13,000
	1,008,000		\$1,008,000	0.0531	\$53,525	0.1351	\$136,181
<b>NPV</b>					<b>(\$3,816,375)</b>		<b>(\$3,622,791)</b>
<b>IRR (%)</b>					<b>-83.57</b>	<b>%</b>	

Internal Rate of Return (IRR)

$$IRR = \frac{i \text{ NPV+}}{10} + \frac{NPV+ / (NPV+ - NPV-) * (i \text{ NPV-} - i \text{ NPV+})}{-93.572}$$

$$IRR = -83.57 \%$$



**LAMPIRAN-3.1**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-INSINERATOR**

A. CASE-1

CAPEX	\$4,200,000
Revenue	\$194,444
OPEX	\$56,235

A8 -10% OPEX

	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)	PV (10%)
0	\$ 56,235	\$ 1,680,000	\$ (1,541,790)	1.0000	(\$1,541,790)	1.0000	(\$1,541,790)
1	\$ 61,858	\$ 2,520,000	(\$2,387,414)	0.8696	(\$2,076,095)	0.9091	(\$2,170,398)
2	\$ 96,224		\$ 98,221	0.7561	\$74,265	0.8264	\$81,170
3	\$ 96,224		\$ 98,221	0.6575	\$64,580	0.7513	\$73,793
4	\$ 96,224		\$ 98,221	0.5718	\$56,163	0.6830	\$67,085
5	\$ 96,224		\$ 98,221	0.4972	\$48,835	0.6209	\$60,985
6	\$ 96,224		\$ 98,221	0.4323	\$42,461	0.5645	\$55,446
7	\$ 96,224		\$ 98,221	0.3759	\$36,921	0.5132	\$50,407
8	\$ 96,224		\$ 98,221	0.3269	\$32,108	0.4665	\$45,820
9	\$ 96,224		\$ 98,221	0.2843	\$27,924	0.4241	\$41,655
10	\$ 96,224		\$ 98,221	0.2472	\$24,280	0.3855	\$37,864
11	\$ 96,224		\$ 98,221	0.2149	\$21,108	0.3505	\$34,426
12	\$ 96,224		\$ 98,221	0.1869	\$18,357	0.3186	\$31,293
13	\$ 96,224		\$ 98,221	0.1625	\$15,961	0.2897	\$28,455
14	\$ 96,224		\$ 98,221	0.1413	\$13,879	0.2633	\$25,861
15	\$ 96,224		\$ 98,221	0.1229	\$12,071	0.2394	\$23,514
16	\$ 96,224		\$ 98,221	0.1069	\$10,500	0.2176	\$21,373
17	\$ 96,224		\$ 98,221	0.0929	\$9,125	0.1978	\$19,428
18	\$ 96,224		\$ 98,221	0.0808	\$7,936	0.1799	\$17,670
19	\$ 96,224		\$ 98,221	0.0703	\$6,905	0.1635	\$16,059
20	\$ 96,224		\$ 98,221	0.0611	\$6,001	0.1486	\$14,596
21	\$ 96,224		\$ 96,224	0.0531	\$5,109	0.1351	\$13,000
	840,000		\$840,000	0.0531	\$44,604	0.1351	\$113,484
<b>NPV</b>					<b>(\$3,038,792)</b>		<b>(\$2,838,805)</b>
<b>IRR (%)</b>					<b>-60.97</b>	<b>%</b>	

Internal Rate of Return (IRR)

$$\begin{aligned}
 \text{IRR} &= i \text{ NPV+} + \text{NPV+}/(\text{NPV+} - \text{NPV-}) * (i \text{ NPV-} - i \text{ NPV+}) \\
 &= 10 + -70.975 \\
 \text{IRR} &= -60.97 \%
 \end{aligned}$$

**LAMPIRAN-3.1**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-INSINERATOR**

**A. INSINERATOR**

CAPEX                   \$3,780,000  
Revenue                \$194,444  
OPEX                    \$62,483

A4   -10% CAPEX

	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)	PV (10%)
0	\$ 62,483	\$ 1,512,000	\$ (1,380,039)	1.0000	(\$1,380,039)	1.0000	(\$1,380,039)
1	\$ 68,731	\$ 2,268,000	(\$2,142,287)	0.8696	(\$1,862,933)	0.9091	(\$1,947,553)
2	\$ 96,224		\$ 98,221	0.7561	\$74,265	0.8264	\$81,170
3	\$ 96,224		\$ 98,221	0.6575	\$64,580	0.7513	\$73,793
4	\$ 96,224		\$ 98,221	0.5718	\$56,163	0.6830	\$67,085
5	\$ 96,224		\$ 98,221	0.4972	\$48,835	0.6209	\$60,985
6	\$ 96,224		\$ 98,221	0.4323	\$42,461	0.5645	\$55,446
7	\$ 96,224		\$ 98,221	0.3759	\$36,921	0.5132	\$50,407
8	\$ 96,224		\$ 98,221	0.3269	\$32,108	0.4665	\$45,820
9	\$ 96,224		\$ 98,221	0.2843	\$27,924	0.4241	\$41,655
10	\$ 96,224		\$ 98,221	0.2472	\$24,280	0.3855	\$37,864
11	\$ 96,224		\$ 98,221	0.2149	\$21,108	0.3505	\$34,426
12	\$ 96,224		\$ 98,221	0.1869	\$18,357	0.3186	\$31,293
13	\$ 96,224		\$ 98,221	0.1625	\$15,961	0.2897	\$28,455
14	\$ 96,224		\$ 98,221	0.1413	\$13,879	0.2633	\$25,861
15	\$ 96,224		\$ 98,221	0.1229	\$12,071	0.2394	\$23,514
16	\$ 96,224		\$ 98,221	0.1069	\$10,500	0.2176	\$21,373
17	\$ 96,224		\$ 98,221	0.0929	\$9,125	0.1978	\$19,428
18	\$ 96,224		\$ 98,221	0.0808	\$7,936	0.1799	\$17,670
19	\$ 96,224		\$ 98,221	0.0703	\$6,905	0.1635	\$16,059
20	\$ 96,224		\$ 98,221	0.0611	\$6,001	0.1486	\$14,596
21	\$ 96,224		\$ 96,224	0.0531	\$5,109	0.1351	\$13,000
	756,000		\$756,000	0.0531	\$40,144	0.1351	\$102,136
<b>NPV</b>					<b>(\$2,668,338)</b>		<b>(\$2,465,557)</b>
<b>IRR (%)</b>					<b>-50.79</b>	<b>%</b>	

Internal Rate of Return (IRR)

$$\begin{aligned} \text{IRR} &= i \text{ NPV+} + \text{NPV+}/(\text{NPV+} - \text{NPV-}) * (i \text{ NPV-} - i \text{ NPV+}) \\ &= 10 + -60.793 \\ \text{IRR} &= -50.79 \% \end{aligned}$$

**LAMPIRAN-3.1**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-INSINERATOR**

A. CASE-1

CAPEX                    \$4,200,000  
Revenue                 \$194,444  
OPEX                    \$49,986

A9 -20% OPEX

	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)	PV (10%)
0	\$ 49,986	\$ 1,680,000	\$ (1,535,542)	1.0000	(\$1,535,542)	1.0000	(\$1,535,542)
1	\$ 54,985	\$ 2,520,000	(\$2,380,541)	0.8696	(\$2,070,118)	0.9091	(\$2,164,149)
2	\$ 96,224		\$ 98,221	0.7561	\$74,265	0.8264	\$81,170
3	\$ 96,224		\$ 98,221	0.6575	\$64,580	0.7513	\$73,793
4	\$ 96,224		\$ 98,221	0.5718	\$56,163	0.6830	\$67,085
5	\$ 96,224		\$ 98,221	0.4972	\$48,835	0.6209	\$60,985
6	\$ 96,224		\$ 98,221	0.4323	\$42,461	0.5645	\$55,446
7	\$ 96,224		\$ 98,221	0.3759	\$36,921	0.5132	\$50,407
8	\$ 96,224		\$ 98,221	0.3269	\$32,108	0.4665	\$45,820
9	\$ 96,224		\$ 98,221	0.2843	\$27,924	0.4241	\$41,655
10	\$ 96,224		\$ 98,221	0.2472	\$24,280	0.3855	\$37,864
11	\$ 96,224		\$ 98,221	0.2149	\$21,108	0.3505	\$34,426
12	\$ 96,224		\$ 98,221	0.1869	\$18,357	0.3186	\$31,293
13	\$ 96,224		\$ 98,221	0.1625	\$15,961	0.2897	\$28,455
14	\$ 96,224		\$ 98,221	0.1413	\$13,879	0.2633	\$25,861
15	\$ 96,224		\$ 98,221	0.1229	\$12,071	0.2394	\$23,514
16	\$ 96,224		\$ 98,221	0.1069	\$10,500	0.2176	\$21,373
17	\$ 96,224		\$ 98,221	0.0929	\$9,125	0.1978	\$19,428
18	\$ 96,224		\$ 98,221	0.0808	\$7,936	0.1799	\$17,670
19	\$ 96,224		\$ 98,221	0.0703	\$6,905	0.1635	\$16,059
20	\$ 96,224		\$ 98,221	0.0611	\$6,001	0.1486	\$14,596
21	\$ 96,224		\$ 96,224	0.0531	\$5,109	0.1351	\$13,000
	840,000		\$840,000	0.0531	\$44,604	0.1351	\$113,484
<b>NPV</b>					<b>(\$3,026,567)</b>		<b>(\$2,826,308)</b>
<b>IRR (%)</b>					<b>-60.57</b>	<b>%</b>	

Internal Rate of Return (IRR)

$$\begin{aligned}
 \text{IRR} &= i \text{ NPV+} + \text{NPV+}/(\text{NPV+} - \text{NPV-}) * (i \text{ NPV-} - i \text{ NPV+}) \\
 &= 10 + -70.567 \\
 \text{IRR} &= -60.57 \%
 \end{aligned}$$

**LAMPIRAN-3.1**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-INSINERATOR**

**A. INSINERATOR**

CAPEX               \$3,360,000  
Revenue            \$166,667  
OPEX                \$62,483

A5    -20% CAPEX

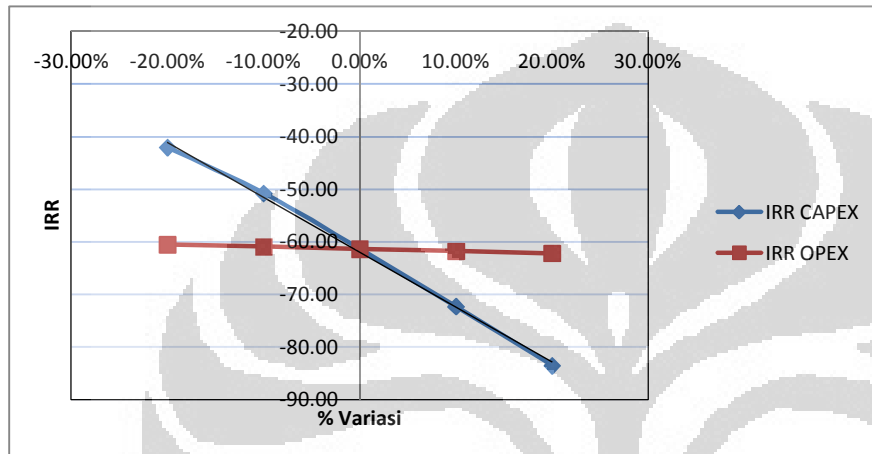
	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)	PV (10%)
0	\$ 62,483	\$ 1,344,000	\$ (1,239,816)	1.0000	(\$1,239,816)	1.0000	(\$1,239,816)
1	\$ 68,731	\$ 2,016,000	(\$1,918,065)	0.8696	(\$1,667,949)	0.9091	(\$1,743,713)
2	\$ 96,224		\$ 98,221	0.7561	\$74,265	0.8264	\$81,170
3	\$ 96,224		\$ 98,221	0.6575	\$64,580	0.7513	\$73,793
4	\$ 96,224		\$ 98,221	0.5718	\$56,163	0.6830	\$67,085
5	\$ 96,224		\$ 98,221	0.4972	\$48,835	0.6209	\$60,985
6	\$ 96,224		\$ 98,221	0.4323	\$42,461	0.5645	\$55,446
7	\$ 96,224		\$ 98,221	0.3759	\$36,921	0.5132	\$50,407
8	\$ 96,224		\$ 98,221	0.3269	\$32,108	0.4665	\$45,820
9	\$ 96,224		\$ 98,221	0.2843	\$27,924	0.4241	\$41,655
10	\$ 96,224		\$ 98,221	0.2472	\$24,280	0.3855	\$37,864
11	\$ 96,224		\$ 98,221	0.2149	\$21,108	0.3505	\$34,426
12	\$ 96,224		\$ 98,221	0.1869	\$18,357	0.3186	\$31,293
13	\$ 96,224		\$ 98,221	0.1625	\$15,961	0.2897	\$28,455
14	\$ 96,224		\$ 98,221	0.1413	\$13,879	0.2633	\$25,861
15	\$ 96,224		\$ 98,221	0.1229	\$12,071	0.2394	\$23,514
16	\$ 96,224		\$ 98,221	0.1069	\$10,500	0.2176	\$21,373
17	\$ 96,224		\$ 98,221	0.0929	\$9,125	0.1978	\$19,428
18	\$ 96,224		\$ 98,221	0.0808	\$7,936	0.1799	\$17,670
19	\$ 96,224		\$ 98,221	0.0703	\$6,905	0.1635	\$16,059
20	\$ 96,224		\$ 98,221	0.0611	\$6,001	0.1486	\$14,596
21	\$ 96,224		\$ 96,224	0.0531	\$5,109	0.1351	\$13,000
	672,000		\$672,000	0.0531	\$35,683	0.1351	\$90,787
<b>NPV</b>					<b>(\$2,337,593)</b>		<b>(\$2,132,843)</b>
<b>IRR (%)</b>					<b>-42.08</b>	<b>%</b>	

Internal Rate of Return (IRR)

$$\begin{aligned} \text{IRR} &= i \text{ NPV+} + \frac{\text{NPV+}/(\text{NPV+} - \text{NPV-}) * (i \text{ NPV-} - i \text{ NPV+})}{10} \\ &= 10 + \frac{-52.084}{-42.08} \\ \text{IRR} &= -42.08 \% \end{aligned}$$

**LAMPIRAN-3.1**  
**HASIL PERHITUNGAN SENSITIVITAS-INSINERATOR**

Persentasi Variasi	IRR	
	CAPEX	OPEX
20.00%	-83.57	-62.21
10.00%	-72.31	-61.79
0.00%	-61.38	-61.38
-10.00%	-50.79	-60.97
-20.00%	-42.08	-60.57



**LAMPIRAN-3.2**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-CASE 1**

A. CASE-1

CAPEX           \$ 18,500,000.00

Revenue                 \$2,222,222

OPEX                 \$ 1,006,633.38

A1 GROSS CAPEX-OPEX

	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)	PV (10%)
0	\$ 1,006,633	\$ 7,400,000	\$ (6,184,411)	1.0000	(\$6,184,411)	1.0000	(\$6,184,411)
1	\$ 1,107,297	\$ 11,100,000	(\$9,985,074)	0.8696	(\$8,683,021)	0.9091	(\$9,077,431)
2	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.7561	\$508,104	0.8264	\$555,346
3	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.6575	\$441,844	0.7513	\$504,879
4	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.5718	\$384,253	0.6830	\$458,981
5	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.4972	\$334,122	0.6209	\$417,249
6	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.4323	\$290,509	0.5645	\$379,348
7	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.3759	\$252,607	0.5132	\$344,874
8	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.3269	\$219,679	0.4665	\$313,491
9	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.2843	\$191,052	0.4241	\$284,998
10	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.2472	\$166,120	0.3855	\$259,059
11	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.2149	\$144,414	0.3505	\$235,538
12	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.1869	\$125,598	0.3186	\$214,101
13	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.1625	\$109,201	0.2897	\$194,680
14	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.1413	\$94,955	0.2633	\$176,939
15	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.1229	\$82,590	0.2394	\$160,878
16	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.1069	\$71,838	0.2176	\$146,229
17	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.0929	\$62,429	0.1978	\$132,923
18	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.0808	\$54,298	0.1799	\$120,894
19	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.0703	\$47,242	0.1635	\$109,873
20	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.0611	\$41,060	0.1486	\$99,860
21	\$ 1,550,215		\$ 1,550,215	0.0531	\$82,316	0.1351	\$209,434
	3,700,000		\$3,700,000	0.0531	\$196,470	0.1351	\$499,870
<b>NPV</b>					<b>(\$10,966,730)</b>		<b>(\$9,442,397)</b>
<b>IRR (%)</b>					<b>-20.97</b>	<b>%</b>	

Internal Rate of Return (IRR)

$$IRR = i \text{ NPV+} + \frac{NPV+}{(NPV+ - NPV-)} * (i \text{ NPV-} - i \text{ NPV+})$$

$$= 10 + \frac{-30.972}{-30.972 - 10} * (-20.97 - 10)$$

$$IRR = -20.97 \%$$

**LAMPIRAN-3.2**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-CASE 2**

A. CASE-1

CAPEX           \$ 18,500,000.00  
Revenue                 \$2,222,222  
OPEX           \$ 1,107,296.72

A6 +10% OPEX

	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)	PV (10%)
0	\$ 1,107,297	\$ 7,400,000	\$ (6,285,074)	1.0000	(\$6,285,074)	1.0000	(\$6,285,074)
1	\$ 1,218,026	\$ 11,100,000	(\$10,095,804)	0.8696	(\$8,779,311)	0.9091	(\$9,178,096)
2	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.7561	\$508,104	0.8264	\$555,346
3	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.6575	\$441,844	0.7513	\$504,879
4	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.5718	\$384,253	0.6830	\$458,981
5	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.4972	\$334,122	0.6209	\$417,249
6	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.4323	\$290,509	0.5645	\$379,348
7	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.3759	\$252,607	0.5132	\$344,874
8	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.3269	\$219,679	0.4665	\$313,491
9	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.2843	\$191,052	0.4241	\$284,998
10	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.2472	\$166,120	0.3855	\$259,059
11	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.2149	\$144,414	0.3505	\$235,538
12	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.1869	\$125,598	0.3186	\$214,101
13	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.1625	\$109,201	0.2897	\$194,680
14	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.1413	\$94,955	0.2633	\$176,939
15	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.1229	\$82,590	0.2394	\$160,878
16	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.1069	\$71,838	0.2176	\$146,229
17	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.0929	\$62,429	0.1978	\$132,923
18	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.0808	\$54,298	0.1799	\$120,894
19	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.0703	\$47,242	0.1635	\$109,873
20	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.0611	\$41,060	0.1486	\$99,860
21	\$ 1,550,215		\$ 1,550,215	0.0531	\$82,316	0.1351	\$209,434
	3,700,000		\$3,700,000	0.0531	\$196,470	0.1351	\$499,870
<b>NPV</b>					<b>(\$11,163,684)</b>		<b>(\$9,643,725)</b>
<b>IRR (%)</b>					<b>-21.72</b>	<b>%</b>	

Internal Rate of Return (IRR)

$$\begin{aligned} \text{IRR} &= i \text{ NPV+} + \text{NPV+}/(\text{NPV+} - \text{NPV-}) * (i \text{ NPV-} - i \text{ NPV+}) \\ &= 10 + -31.724 \\ \text{IRR} &= -21.72 \% \end{aligned}$$

**LAMPIRAN-3.2**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-CASE 1**

A. CASE-1

CAPEX           \$ 20,350,000.00

Revenue                 \$2,222,222

OPEX           \$ 1,006,633.38

A2 +10% CAPEX

	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)	PV (10%)
0	\$ 1,006,633	\$ 8,140,000	\$ (6,924,411)	1.0000	(\$6,924,411)	1.0000	(\$6,924,411)
1	\$ 1,107,297	\$ 12,210,000	(\$11,095,074)	0.8696	(\$9,648,277)	0.9091	(\$10,086,532)
2	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.7561	\$508,104	0.8264	\$555,346
3	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.6575	\$441,844	0.7513	\$504,879
4	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.5718	\$384,253	0.6830	\$458,981
5	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.4972	\$334,122	0.6209	\$417,249
6	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.4323	\$290,509	0.5645	\$379,348
7	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.3759	\$252,607	0.5132	\$344,874
8	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.3269	\$219,679	0.4665	\$313,491
9	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.2843	\$191,052	0.4241	\$284,998
10	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.2472	\$166,120	0.3855	\$259,059
11	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.2149	\$144,414	0.3505	\$235,538
12	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.1869	\$125,598	0.3186	\$214,101
13	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.1625	\$109,201	0.2897	\$194,680
14	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.1413	\$94,955	0.2633	\$176,939
15	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.1229	\$82,590	0.2394	\$160,878
16	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.1069	\$71,838	0.2176	\$146,229
17	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.0929	\$62,429	0.1978	\$132,923
18	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.0808	\$54,298	0.1799	\$120,894
19	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.0703	\$47,242	0.1635	\$109,873
20	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.0611	\$41,060	0.1486	\$99,860
21	\$ 1,550,215		\$ 1,550,215	0.0531	\$82,316	0.1351	\$209,434
	4,070,000		\$4,070,000	0.0531	\$216,117	0.1351	\$549,857
<b>NPV</b>					<b>(\$12,652,339)</b>		<b>(\$11,141,511)</b>
<b>IRR (%)</b>					<b>-26.87</b>	<b>%</b>	

Internal Rate of Return (IRR)

$$IRR = i \text{ NPV+} + \frac{NPV+}{(NPV+ - NPV-)} * (i \text{ NPV-} - i \text{ NPV+})$$

$$= 10 + \frac{-36.872}{-26.87 - 10} * (-26.87 - 10)$$

$$IRR = -26.87 \%$$



**LAMPIRAN-3.2**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-CASE 2**

A. CASE-1

CAPEX           \$ 18,500,000.00  
Revenue                 \$2,222,222  
OPEX           \$ 1,207,960.06

A7 +20% OPEX

	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)	PV (10%)
0	\$ 1,207,960	\$ 7,400,000	\$ (6,385,738)	1.0000	(\$6,385,738)	1.0000	(\$6,385,738)
1	\$ 1,328,756	\$ 11,100,000	(\$10,206,534)	0.8696	(\$8,875,602)	0.9091	(\$9,278,760)
2	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.7561	\$508,104	0.8264	\$555,346
3	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.6575	\$441,844	0.7513	\$504,879
4	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.5718	\$384,253	0.6830	\$458,981
5	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.4972	\$334,122	0.6209	\$417,249
6	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.4323	\$290,509	0.5645	\$379,348
7	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.3759	\$252,607	0.5132	\$344,874
8	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.3269	\$219,679	0.4665	\$313,491
9	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.2843	\$191,052	0.4241	\$284,998
10	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.2472	\$166,120	0.3855	\$259,059
11	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.2149	\$144,414	0.3505	\$235,538
12	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.1869	\$125,598	0.3186	\$214,101
13	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.1625	\$109,201	0.2897	\$194,680
14	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.1413	\$94,955	0.2633	\$176,939
15	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.1229	\$82,590	0.2394	\$160,878
16	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.1069	\$71,838	0.2176	\$146,229
17	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.0929	\$62,429	0.1978	\$132,923
18	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.0808	\$54,298	0.1799	\$120,894
19	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.0703	\$47,242	0.1635	\$109,873
20	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.0611	\$41,060	0.1486	\$99,860
21	\$ 1,550,215		\$ 1,550,215	0.0531	\$82,316	0.1351	\$209,434
	3,700,000		\$3,700,000	0.0531	\$196,470	0.1351	\$499,870
<b>NPV</b>					<b>(\$11,360,638)</b>		<b>(\$9,845,052)</b>
<b>IRR (%)</b>					<b>-22.48</b>	<b>%</b>	

Internal Rate of Return (IRR)

$$\begin{aligned} \text{IRR} &= i \text{ NPV+} + \text{NPV+}/(\text{NPV+} - \text{NPV-}) * (i \text{ NPV-} - i \text{ NPV+}) \\ &= 10 + -32.479 \\ \text{IRR} &= -22.48 \% \end{aligned}$$

**LAMPIRAN-3.2**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-CASE 1**

A. CASE-1

CAPEX           \$ 22,200,000.00

Revenue                 \$2,222,222

OPEX           \$ 1,006,633.38

A3 +20% CAPEX

	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)
0	\$ 1,006,633	\$ 8,880,000	\$ (7,664,411)	1.0000	(\$7,664,411)	1.0000
1	\$ 1,107,297	\$ 13,320,000	(\$12,205,074)	0.8696	(\$10,613,533)	0.9091
2	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.7561	\$508,104	0.8264
3	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.6575	\$441,844	0.7513
4	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.5718	\$384,253	0.6830
5	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.4972	\$334,122	0.6209
6	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.4323	\$290,509	0.5645
7	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.3759	\$252,607	0.5132
8	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.3269	\$219,679	0.4665
9	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.2843	\$191,052	0.4241
10	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.2472	\$166,120	0.3855
11	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.2149	\$144,414	0.3505
12	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.1869	\$125,598	0.3186
13	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.1625	\$109,201	0.2897
14	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.1413	\$94,955	0.2633
15	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.1229	\$82,590	0.2394
16	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.1069	\$71,838	0.2176
17	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.0929	\$62,429	0.1978
18	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.0808	\$54,298	0.1799
19	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.0703	\$47,242	0.1635
20	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.0611	\$41,060	0.1486
21	\$ 1,550,215		\$ 1,550,215	0.0531	\$82,316	0.1351
	4,440,000		\$4,440,000	0.0531	\$235,764	0.1351
<b>NPV</b>					<b>(\$14,337,948)</b>	
<b>IRR (%)</b>					<b>-32.88</b>	<b>%</b>

Internal Rate of Return (IRR)

$$IRR = i \text{ NPV+} + \frac{NPV+ / (NPV+ - NPV-)}{i \text{ NPV-} - i \text{ NPV+}}$$

$$= 10 + \frac{-42.879}{-32.88 - 10}$$

$$IRR = -32.88 \%$$

**LAMPIRAN-3.2**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-CASE 2**

A. CASE-1

CAPEX	\$ 18,500,000.00
Revenue	\$2,222,222
OPEX	\$ 905,970.04

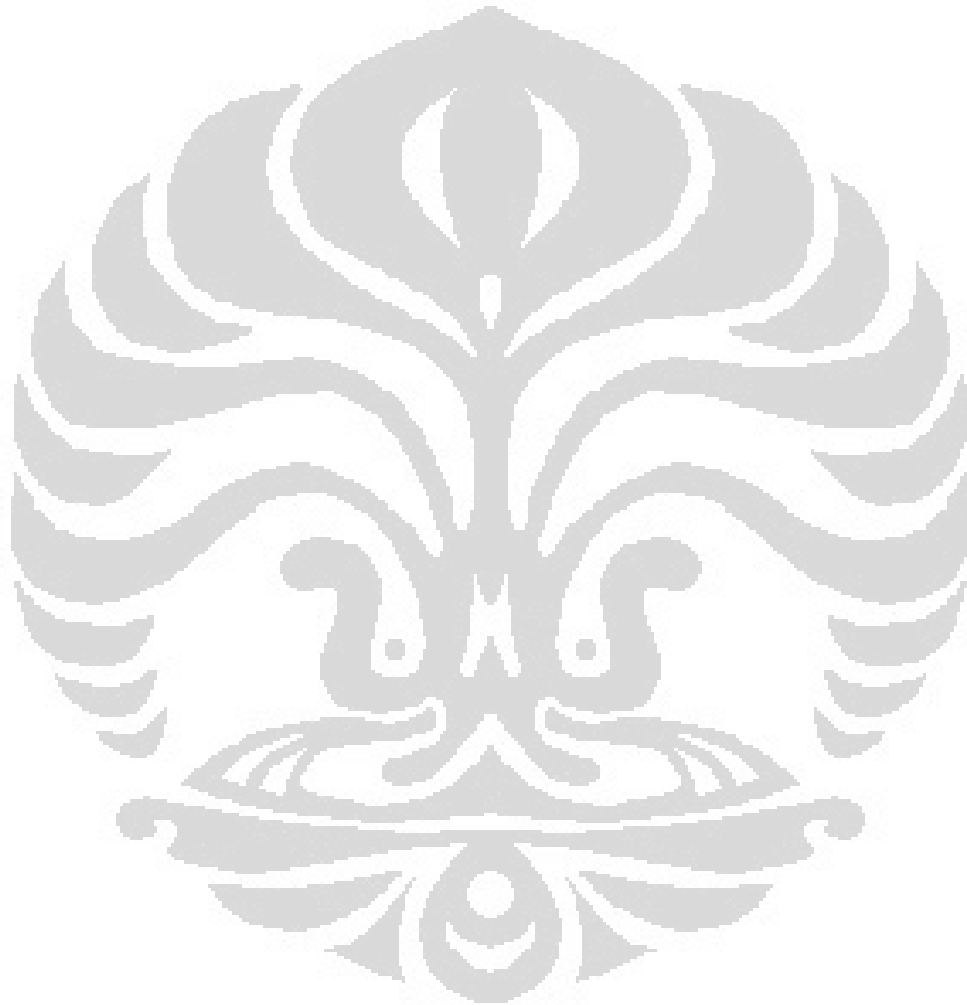
A8 -10% OPEX

	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)
0	\$ 905,970	\$ 7,400,000	\$ (6,083,748)	1.0000	(\$6,083,748)	1.0000
1	\$ 996,567	\$ 11,100,000	(\$9,874,345)	0.8696	(\$8,586,730)	0.9091
2	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.7561	\$508,104	0.8264
3	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.6575	\$441,844	0.7513
4	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.5718	\$384,253	0.6830
5	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.4972	\$334,122	0.6209
6	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.4323	\$290,509	0.5645
7	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.3759	\$252,607	0.5132
8	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.3269	\$219,679	0.4665
9	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.2843	\$191,052	0.4241
10	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.2472	\$166,120	0.3855
11	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.2149	\$144,414	0.3505
12	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.1869	\$125,598	0.3186
13	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.1625	\$109,201	0.2897
14	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.1413	\$94,955	0.2633
15	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.1229	\$82,590	0.2394
16	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.1069	\$71,838	0.2176
17	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.0929	\$62,429	0.1978
18	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.0808	\$54,298	0.1799
19	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.0703	\$47,242	0.1635
20	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.0611	\$41,060	0.1486
21	\$ 1,550,215		\$ 1,550,215	0.0531	\$82,316	0.1351
	3,700,000		\$3,700,000	0.0531	\$196,470	0.1351
<b>NPV</b>					<b>(\$10,769,777)</b>	
<b>IRR (%)</b>					<b>-20.23</b>	<b>%</b>

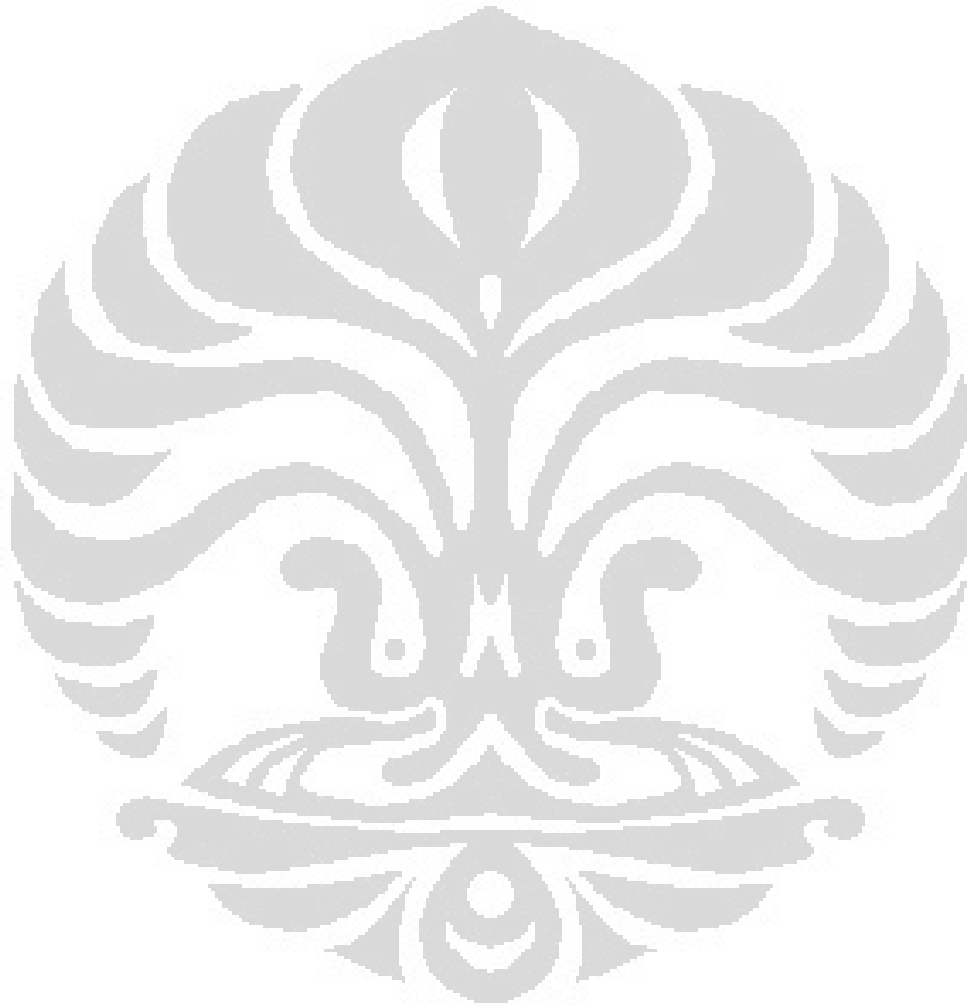
Internal Rate of Return (IRR)

$$\begin{aligned}
 \text{IRR} &= i \text{ NPV+} + \text{NPV+}/(\text{NPV+} - \text{NPV-}) * (i \text{ NPV-} - i \text{ NPV+}) \\
 &= 10 + -30.225 \\
 \text{IRR} &= -20.23 \%
 \end{aligned}$$

PV (10%)
(\$7,664,411)
(\$11,095,633)
\$555,346
\$504,879
\$458,981
\$417,249
\$379,348
\$344,874
\$313,491
\$284,998
\$259,059
\$235,538
\$214,101
\$194,680
\$176,939
\$160,878
\$146,229
\$132,923
\$120,894
\$109,873
\$99,860
\$209,434
\$599,844
(\$12,840,625)



PV (10%)
(\$6,083,748)
(\$8,976,767)
\$555,346
\$504,879
\$458,981
\$417,249
\$379,348
\$344,874
\$313,491
\$284,998
\$259,059
\$235,538
\$214,101
\$194,680
\$176,939
\$160,878
\$146,229
\$132,923
\$120,894
\$109,873
\$99,860
\$209,434
\$499,870
(\$9,241,069)



**LAMPIRAN-3.2**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-CASE 1**

A. CASE-1

CAPEX           \$ 16,650,000.00

Revenue                 \$2,222,222

OPEX           \$ 1,006,633.38

A4 -10% CAPEX

	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)	PV (10%)
0	\$ 1,006,633	\$ 6,660,000	\$ (5,444,411)	1.0000	(\$5,444,411)	1.0000	(\$5,444,411)
1	\$ 1,107,297	\$ 9,990,000	(\$8,875,074)	0.8696	(\$7,717,765)	0.9091	(\$8,068,330)
2	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.7561	\$508,104	0.8264	\$555,346
3	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.6575	\$441,844	0.7513	\$504,879
4	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.5718	\$384,253	0.6830	\$458,981
5	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.4972	\$334,122	0.6209	\$417,249
6	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.4323	\$290,509	0.5645	\$379,348
7	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.3759	\$252,607	0.5132	\$344,874
8	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.3269	\$219,679	0.4665	\$313,491
9	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.2843	\$191,052	0.4241	\$284,998
10	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.2472	\$166,120	0.3855	\$259,059
11	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.2149	\$144,414	0.3505	\$235,538
12	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.1869	\$125,598	0.3186	\$214,101
13	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.1625	\$109,201	0.2897	\$194,680
14	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.1413	\$94,955	0.2633	\$176,939
15	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.1229	\$82,590	0.2394	\$160,878
16	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.1069	\$71,838	0.2176	\$146,229
17	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.0929	\$62,429	0.1978	\$132,923
18	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.0808	\$54,298	0.1799	\$120,894
19	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.0703	\$47,242	0.1635	\$109,873
20	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.0611	\$41,060	0.1486	\$99,860
21	\$ 1,550,215		\$ 1,550,215	0.0531	\$82,316	0.1351	\$209,434
	3,330,000		\$3,330,000	0.0531	\$176,823	0.1351	\$449,883
<b>NPV</b>					<b>(\$9,281,121)</b>		<b>(\$7,743,283)</b>
<b>IRR (%)</b>					<b>-15.18</b>	<b>%</b>	

Internal Rate of Return (IRR)

$$IRR = i \text{ NPV+} + \frac{NPV+ / (NPV+ - NPV-)}{i \text{ NPV-} - i \text{ NPV+}}$$

$$= 10 + \frac{-25.176}{-15.18 - 10}$$

$$IRR = -15.18 \%$$

**LAMPIRAN-3.2**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-CASE 2**

A. CASE-1

CAPEX	\$	18,500,000.00
Revenue		\$2,222,222
OPEX	\$	805,306.71

A9 -20% OPEX

	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)	PV (10%)
0	\$ 805,307	\$ 7,400,000	\$ (5,983,084)	1.0000	(\$5,983,084)	1.0000	(\$5,983,084)
1	\$ 885,837	\$ 11,100,000	(\$9,763,615)	0.8696	(\$8,490,440)	0.9091	(\$8,876,103)
2	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.7561	\$508,104	0.8264	\$555,346
3	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.6575	\$441,844	0.7513	\$504,879
4	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.5718	\$384,253	0.6830	\$458,981
5	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.4972	\$334,122	0.6209	\$417,249
6	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.4323	\$290,509	0.5645	\$379,348
7	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.3759	\$252,607	0.5132	\$344,874
8	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.3269	\$219,679	0.4665	\$313,491
9	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.2843	\$191,052	0.4241	\$284,998
10	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.2472	\$166,120	0.3855	\$259,059
11	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.2149	\$144,414	0.3505	\$235,538
12	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.1869	\$125,598	0.3186	\$214,101
13	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.1625	\$109,201	0.2897	\$194,680
14	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.1413	\$94,955	0.2633	\$176,939
15	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.1229	\$82,590	0.2394	\$160,878
16	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.1069	\$71,838	0.2176	\$146,229
17	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.0929	\$62,429	0.1978	\$132,923
18	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.0808	\$54,298	0.1799	\$120,894
19	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.0703	\$47,242	0.1635	\$109,873
20	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.0611	\$41,060	0.1486	\$99,860
21	\$ 1,550,215		\$ 1,550,215	0.0531	\$82,316	0.1351	\$209,434
	3,700,000		\$3,700,000	0.0531	\$196,470	0.1351	\$499,870
<b>NPV</b>					<b>(\$10,572,823)</b>		<b>(\$9,039,742)</b>
<b>IRR (%)</b>					<b>-19.48</b>	<b>%</b>	

Internal Rate of Return (IRR)

$$\begin{aligned}
 \text{IRR} &= i \text{ NPV+} + \text{NPV+}/(\text{NPV+} - \text{NPV-}) * (i \text{ NPV-} - i \text{ NPV+}) \\
 &= 10 + -29.482 \\
 \text{IRR} &= -19.48 \%
 \end{aligned}$$

**LAMPIRAN-3.2**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-CASE 1**

A. CASE-1

CAPEX           \$ 14,800,000.00

Revenue                 \$2,222,222

OPEX           \$ 1,006,633.38

A5 -20% CAPEX

	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)
0	\$ 1,006,633	\$ 5,920,000	\$ (4,704,411)	1.0000	(\$4,704,411)	1.0000
1	\$ 1,107,297	\$ 8,880,000	(\$7,765,074)	0.8696	(\$6,752,509)	0.9091
2	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.7561	\$508,104	0.8264
3	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.6575	\$441,844	0.7513
4	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.5718	\$384,253	0.6830
5	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.4972	\$334,122	0.6209
6	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.4323	\$290,509	0.5645
7	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.3759	\$252,607	0.5132
8	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.3269	\$219,679	0.4665
9	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.2843	\$191,052	0.4241
10	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.2472	\$166,120	0.3855
11	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.2149	\$144,414	0.3505
12	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.1869	\$125,598	0.3186
13	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.1625	\$109,201	0.2897
14	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.1413	\$94,955	0.2633
15	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.1229	\$82,590	0.2394
16	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.1069	\$71,838	0.2176
17	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.0929	\$62,429	0.1978
18	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.0808	\$54,298	0.1799
19	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.0703	\$47,242	0.1635
20	\$ 1,550,215		\$ 672,007	0.0611	\$41,060	0.1486
21	\$ 1,550,215		\$ 1,550,215	0.0531	\$82,316	0.1351
	2,960,000		\$2,960,000	0.0531	\$157,176	0.1351
<b>NPV</b>					<b>(\$7,595,512)</b>	
<b>IRR (%)</b>					<b>-9.48</b>	<b>%</b>

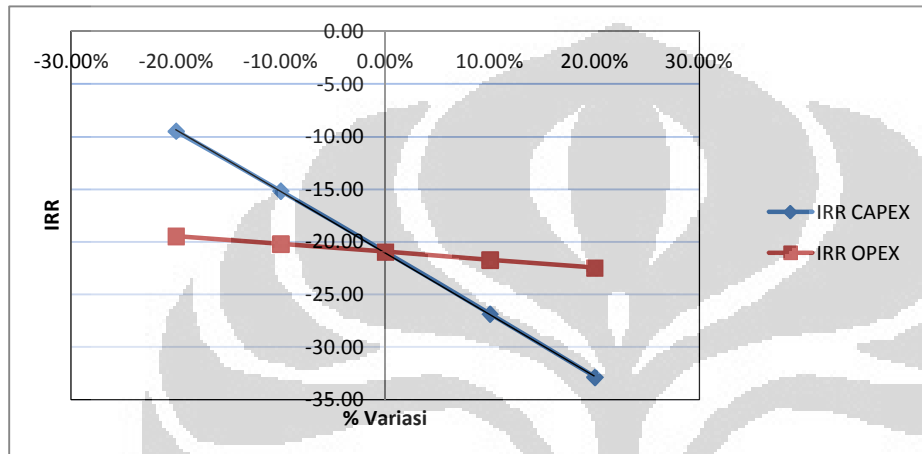
Internal Rate of Return (IRR)

$$\begin{aligned}
 \text{IRR} &= i \text{ NPV+} + \text{NPV+}/(\text{NPV+} - \text{NPV-}) * (i \text{ NPV-} - i \text{ NPV+}) \\
 &= 10 + -19.480 \\
 \text{IRR} &= -9.48 \%
 \end{aligned}$$

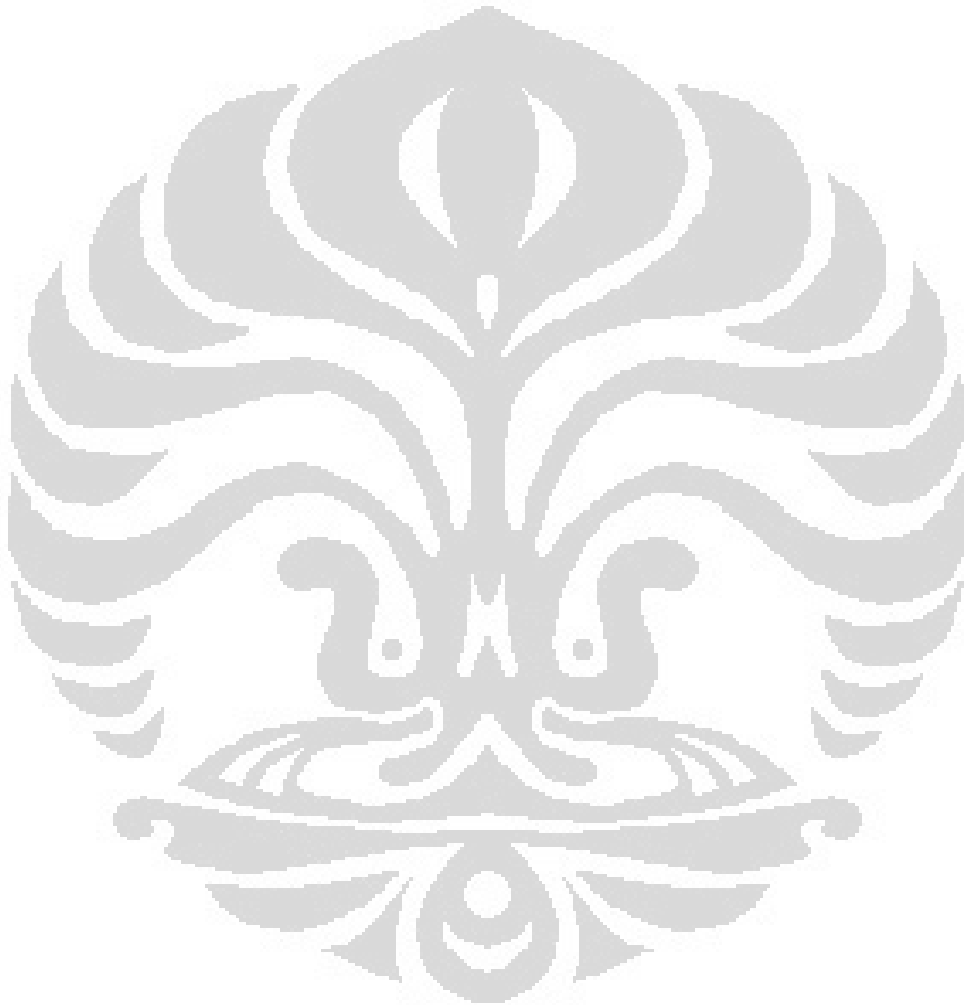


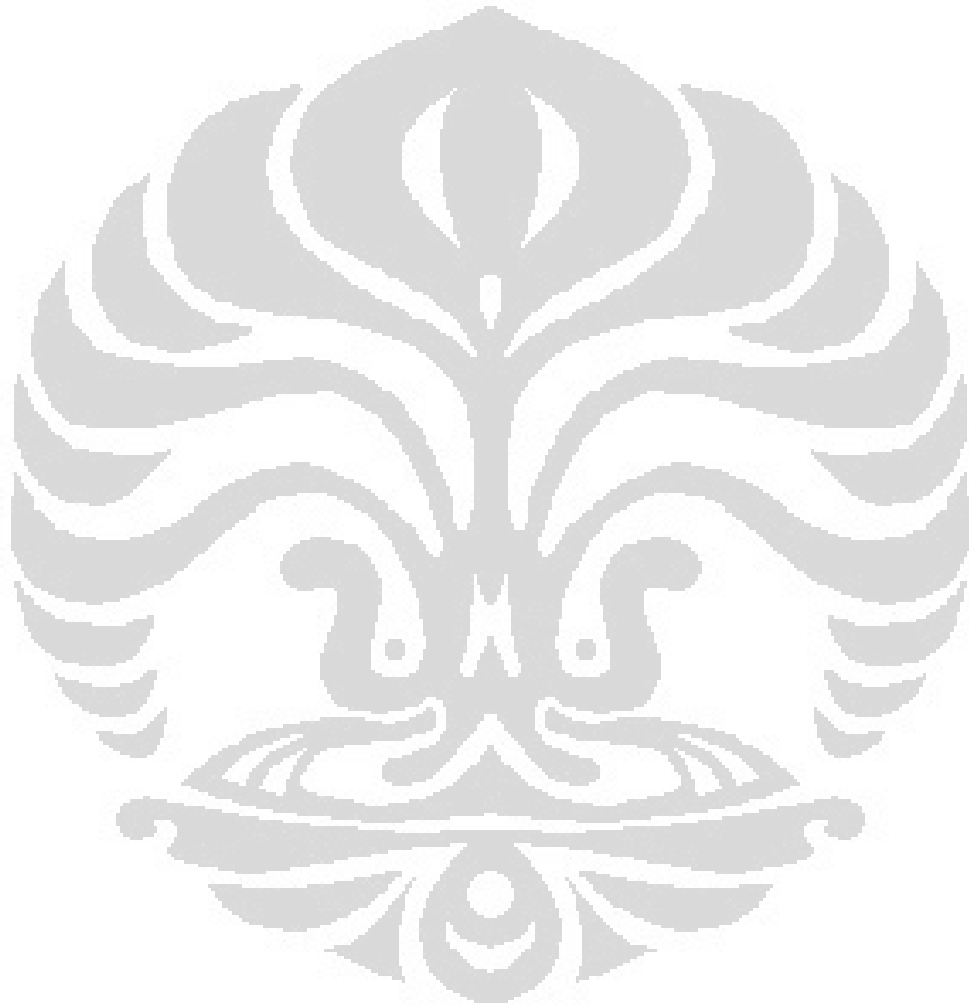
**LAMPIRAN-3.2**  
**HASIL PERHITUNGAN SENSITIVITAS-CASE 2**

Persentasi Variasi	IRR	
	CAPEX	OPEX
20.00%	-32.88	-22.48
10.00%	-26.87	-21.72
0.00%	-20.97	-20.97
-10.00%	-15.18	-20.23
-20.00%	-9.48	-19.48



PV (10%)
(\$4,704,411)
(\$7,059,229)
\$555,346
\$504,879
\$458,981
\$417,249
\$379,348
\$344,874
\$313,491
\$284,998
\$259,059
\$235,538
\$214,101
\$194,680
\$176,939
\$160,878
\$146,229
\$132,923
\$120,894
\$109,873
\$99,860
\$209,434
\$399,896
(\$6,044,169)





**LAMPIRAN-3.2**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-CASE 2**

A. CASE-1

CAPEX           \$ 10,175,000.00

Revenue           \$2,222,222

OPEX             \$ 1,381,170.35

A1 GROSS CAPEX-OPEX

	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)	PV (10%)
0	\$ 1,381,170	\$ 4,070,000	\$ (3,228,948)	1.0000	(\$3,228,948)	1.0000	(\$3,228,948)
1	\$ 1,519,287	\$ 6,105,000	(\$5,402,065)	0.8696	(\$4,697,636)	0.9091	(\$4,911,017)
2	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.7561	\$71,996	0.8264	\$78,690
3	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.6575	\$62,607	0.7513	\$71,539
4	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.5718	\$54,447	0.6830	\$65,035
5	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.4972	\$47,343	0.6209	\$59,122
6	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.4323	\$41,164	0.5645	\$53,752
7	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.3759	\$35,793	0.5132	\$48,867
8	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.3269	\$31,127	0.4665	\$44,420
9	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.2843	\$27,071	0.4241	\$40,383
10	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.2472	\$23,538	0.3855	\$36,707
11	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.2149	\$20,463	0.3505	\$33,375
12	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.1869	\$17,797	0.3186	\$30,337
13	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.1625	\$15,473	0.2897	\$27,585
14	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.1413	\$13,455	0.2633	\$25,071
15	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.1229	\$11,703	0.2394	\$22,796
16	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.1069	\$10,179	0.2176	\$20,720
17	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.0929	\$8,846	0.1978	\$18,834
18	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.0808	\$7,694	0.1799	\$17,130
19	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.0703	\$6,694	0.1635	\$15,568
20	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.0611	\$5,818	0.1486	\$14,150
21	\$ 2,127,002		\$ 2,127,002	0.0531	\$112,944	0.1351	\$287,358
	2,035,000		\$2,035,000	0.0531	\$108,059	0.1351	\$274,929
<b>NPV</b>					<b>(\$7,192,375)</b>		<b>(\$6,853,599)</b>
<b>IRR (%)</b>					<b>-91.15</b>	%	

Internal Rate of Return (IRR)

$$\begin{aligned}
 \text{IRR} &= i \text{ NPV} + \text{NPV} / (\text{NPV}^+ - \text{NPV}^-) * (i \text{ NPV}^- - i \text{ NPV}^+) \\
 &= 10 + -101.152 \\
 \text{IRR} &= -91.15 \%
 \end{aligned}$$

**LAMPIRAN-3.2**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-CASE 2**

A. CASE-1

CAPEX           \$ 10,175,000.00  
Revenue           \$2,222,222  
OPEX           \$ 1,519,287.39

A6 +10% OPEX

	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)	PV (10%)
0	\$ 1,519,287	\$ 4,070,000	\$ (3,367,065)	1.0000	(\$3,367,065)	1.0000	(\$3,367,065)
1	\$ 1,671,216	\$ 6,105,000	(\$5,553,994)	0.8696	(\$4,829,753)	0.9091	(\$5,049,136)
2	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.7561	\$71,996	0.8264	\$78,690
3	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.6575	\$62,607	0.7513	\$71,539
4	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.5718	\$54,447	0.6830	\$65,035
5	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.4972	\$47,343	0.6209	\$59,122
6	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.4323	\$41,164	0.5645	\$53,752
7	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.3759	\$35,793	0.5132	\$48,867
8	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.3269	\$31,127	0.4665	\$44,420
9	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.2843	\$27,071	0.4241	\$40,383
10	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.2472	\$23,538	0.3855	\$36,707
11	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.2149	\$20,463	0.3505	\$33,375
12	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.1869	\$17,797	0.3186	\$30,337
13	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.1625	\$15,473	0.2897	\$27,585
14	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.1413	\$13,455	0.2633	\$25,071
15	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.1229	\$11,703	0.2394	\$22,796
16	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.1069	\$10,179	0.2176	\$20,720
17	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.0929	\$8,846	0.1978	\$18,834
18	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.0808	\$7,694	0.1799	\$17,130
19	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.0703	\$6,694	0.1635	\$15,568
20	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.0611	\$5,818	0.1486	\$14,150
21	\$ 2,127,002		\$ 2,127,002	0.0531	\$112,944	0.1351	\$287,358
	2,035,000		\$2,035,000	0.0531	\$108,059	0.1351	\$274,929
<b>NPV</b>					<b>(\$7,462,609)</b>		<b>(\$7,129,834)</b>
<b>IRR (%)</b>					<b>-97.13</b>	%	

Internal Rate of Return (IRR)

$$IRR = \frac{i \text{ NPV} + \text{NPV} / (\text{NPV}^+ - \text{NPV}^-) * (i \text{ NPV}^- - i \text{ NPV}^+)}{10 + -107.127}$$

IRR = -97.13 %

**LAMPIRAN-3.2**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-CASE 2**

A. CASE-1

CAPEX           \$ 11,192,500.00

Revenue           \$2,222,222

OPEX           \$ 1,381,170.35

A2 +10% CAPEX

	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)	PV (10%)
0	\$ 1,381,170	\$ 4,477,000	\$ (3,635,948)	1.0000	(\$3,635,948)	1.0000	(\$3,635,948)
1	\$ 1,519,287	\$ 6,715,500	(\$6,012,565)	0.8696	(\$5,228,527)	0.9091	(\$5,466,023)
2	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.7561	\$71,996	0.8264	\$78,690
3	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.6575	\$62,607	0.7513	\$71,539
4	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.5718	\$54,447	0.6830	\$65,035
5	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.4972	\$47,343	0.6209	\$59,122
6	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.4323	\$41,164	0.5645	\$53,752
7	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.3759	\$35,793	0.5132	\$48,867
8	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.3269	\$31,127	0.4665	\$44,420
9	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.2843	\$27,071	0.4241	\$40,383
10	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.2472	\$23,538	0.3855	\$36,707
11	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.2149	\$20,463	0.3505	\$33,375
12	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.1869	\$17,797	0.3186	\$30,337
13	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.1625	\$15,473	0.2897	\$27,585
14	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.1413	\$13,455	0.2633	\$25,071
15	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.1229	\$11,703	0.2394	\$22,796
16	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.1069	\$10,179	0.2176	\$20,720
17	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.0929	\$8,846	0.1978	\$18,834
18	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.0808	\$7,694	0.1799	\$17,130
19	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.0703	\$6,694	0.1635	\$15,568
20	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.0611	\$5,818	0.1486	\$14,150
21	\$ 2,127,002		\$ 2,127,002	0.0531	\$112,944	0.1351	\$287,358
	2,238,500		\$2,238,500	0.0531	\$118,864	0.1351	\$302,421
<b>NPV</b>					<b>(\$8,119,460)</b>		<b>(\$7,788,111)</b>
<b>IRR (%)</b>					<b>-107.52</b>	%	

Internal Rate of Return (IRR)

$$IRR = \frac{i \cdot NPV+}{NPV+ - NPV-} + \frac{NPV+}{NPV+ - NPV-} \cdot (i \cdot NPV- - i \cdot NPV+)$$

$$= \frac{10}{-117.521} + \frac{-117.521}{-117.521} \cdot (i \cdot NPV- - i \cdot NPV+)$$

$$IRR = -107.52 \%$$

**LAMPIRAN-3.2**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-CASE 2**

**A. CASE-1**

CAPEX           \$ 10,175,000.00  
Revenue           \$2,222,222  
OPEX           \$ 1,657,404.42

A7 +20% OPEX

	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)	PV (10%)
0	\$ 1,657,404	\$ 4,070,000	\$ (3,505,182)	1.0000	(\$3,505,182)	1.0000	(\$3,505,182)
1	\$ 1,823,145	\$ 6,105,000	(\$5,705,923)	0.8696	(\$4,961,870)	0.9091	(\$5,187,254)
2	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.7561	\$71,996	0.8264	\$78,690
3	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.6575	\$62,607	0.7513	\$71,539
4	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.5718	\$54,447	0.6830	\$65,035
5	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.4972	\$47,343	0.6209	\$59,122
6	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.4323	\$41,164	0.5645	\$53,752
7	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.3759	\$35,793	0.5132	\$48,867
8	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.3269	\$31,127	0.4665	\$44,420
9	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.2843	\$27,071	0.4241	\$40,383
10	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.2472	\$23,538	0.3855	\$36,707
11	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.2149	\$20,463	0.3505	\$33,375
12	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.1869	\$17,797	0.3186	\$30,337
13	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.1625	\$15,473	0.2897	\$27,585
14	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.1413	\$13,455	0.2633	\$25,071
15	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.1229	\$11,703	0.2394	\$22,796
16	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.1069	\$10,179	0.2176	\$20,720
17	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.0929	\$8,846	0.1978	\$18,834
18	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.0808	\$7,694	0.1799	\$17,130
19	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.0703	\$6,694	0.1635	\$15,568
20	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.0611	\$5,818	0.1486	\$14,150
21	\$ 2,127,002		\$ 2,127,002	0.0531	\$112,944	0.1351	\$287,358
	2,035,000		\$2,035,000	0.0531	\$108,059	0.1351	\$274,929
<b>NPV</b>					<b>(\$7,732,844)</b>		<b>(\$7,406,069)</b>
<b>IRR (%)</b>					<b>-103.32</b>	<b>%</b>	

Internal Rate of Return (IRR)

$$IRR = \frac{i \text{ NPV} + \text{NPV} / (\text{NPV}^+ - \text{NPV}^-) * (i \text{ NPV}^- - i \text{ NPV}^+)}{10 + -113.321}$$

IRR = -103.32 %

**LAMPIRAN-3.2**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-CASE 2**

A. CASE-1

CAPEX           \$ 12,210,000.00

Revenue           \$2,222,222

OPEX           \$ 1,381,170.35

A3 +20% CAPEX

	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)	PV (10%)
0	\$ 1,381,170	\$ 4,884,000	\$ (4,042,948)	1.0000	(\$4,042,948)	1.0000	(\$4,042,948)
1	\$ 1,519,287	\$ 7,326,000	(\$6,623,065)	0.8696	(\$5,759,417)	0.9091	(\$6,021,029)
2	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.7561	\$71,996	0.8264	\$78,690
3	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.6575	\$62,607	0.7513	\$71,539
4	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.5718	\$54,447	0.6830	\$65,035
5	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.4972	\$47,343	0.6209	\$59,122
6	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.4323	\$41,164	0.5645	\$53,752
7	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.3759	\$35,793	0.5132	\$48,867
8	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.3269	\$31,127	0.4665	\$44,420
9	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.2843	\$27,071	0.4241	\$40,383
10	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.2472	\$23,538	0.3855	\$36,707
11	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.2149	\$20,463	0.3505	\$33,375
12	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.1869	\$17,797	0.3186	\$30,337
13	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.1625	\$15,473	0.2897	\$27,585
14	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.1413	\$13,455	0.2633	\$25,071
15	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.1229	\$11,703	0.2394	\$22,796
16	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.1069	\$10,179	0.2176	\$20,720
17	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.0929	\$8,846	0.1978	\$18,834
18	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.0808	\$7,694	0.1799	\$17,130
19	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.0703	\$6,694	0.1635	\$15,568
20	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.0611	\$5,818	0.1486	\$14,150
21	\$ 2,127,002		\$ 2,127,002	0.0531	\$112,944	0.1351	\$287,358
	2,442,000		\$2,442,000	0.0531	\$129,670	0.1351	\$329,914
<b>NPV</b>					<b>(\$9,046,545)</b>		<b>(\$8,722,624)</b>
<b>IRR (%)</b>					<b>-124.64</b>	<b>%</b>	

Internal Rate of Return (IRR)

$$IRR = \frac{i \cdot NPV+}{NPV+} + \frac{NPV+ / (NPV+ - NPV-) \cdot (i \cdot NPV- - i \cdot NPV+)}{10} = \frac{-124.64}{-134.641} = -124.64 \%$$



**LAMPIRAN-3.2**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-CASE 2**

**A. CASE-1**

CAPEX           \$ 10,175,000.00  
Revenue           \$2,222,222  
OPEX           \$ 1,243,053.32

A8 -10% OPEX

	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)	PV (10%)
0	\$ 1,243,053	\$ 4,070,000	\$ (3,090,831)	1.0000	(\$3,090,831)	1.0000	(\$3,090,831)
1	\$ 1,367,359	\$ 6,105,000	(\$5,250,136)	0.8696	(\$4,565,519)	0.9091	(\$4,772,899)
2	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.7561	\$71,996	0.8264	\$78,690
3	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.6575	\$62,607	0.7513	\$71,539
4	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.5718	\$54,447	0.6830	\$65,035
5	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.4972	\$47,343	0.6209	\$59,122
6	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.4323	\$41,164	0.5645	\$53,752
7	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.3759	\$35,793	0.5132	\$48,867
8	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.3269	\$31,127	0.4665	\$44,420
9	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.2843	\$27,071	0.4241	\$40,383
10	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.2472	\$23,538	0.3855	\$36,707
11	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.2149	\$20,463	0.3505	\$33,375
12	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.1869	\$17,797	0.3186	\$30,337
13	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.1625	\$15,473	0.2897	\$27,585
14	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.1413	\$13,455	0.2633	\$25,071
15	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.1229	\$11,703	0.2394	\$22,796
16	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.1069	\$10,179	0.2176	\$20,720
17	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.0929	\$8,846	0.1978	\$18,834
18	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.0808	\$7,694	0.1799	\$17,130
19	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.0703	\$6,694	0.1635	\$15,568
20	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.0611	\$5,818	0.1486	\$14,150
21	\$ 2,127,002		\$ 2,127,002	0.0531	\$112,944	0.1351	\$287,358
	2,035,000		\$2,035,000	0.0531	\$108,059	0.1351	\$274,929
<b>NPV</b>					<b>(\$6,922,141)</b>		<b>(\$6,577,363)</b>
<b>IRR (%)</b>					<b>-85.39</b>	<b>%</b>	

Internal Rate of Return (IRR)

$$IRR = \frac{i \text{ NPV} + \text{NPV} / (\text{NPV}^+ - \text{NPV}^-) * (i \text{ NPV}^- - i \text{ NPV}^+)}{10 + -95.386}$$

IRR = -85.39 %

**LAMPIRAN-3.2**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-CASE 2**

A. CASE-1

CAPEX \$ 9,157,500.00

Revenue \$2,222,222

OPEX \$ 1,381,170.35

A4 -10% CAPEX

	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)	PV (10%)
0	\$ 1,381,170	\$ 3,663,000	\$ (2,821,948)	1.0000	(\$2,821,948)	1.0000	(\$2,821,948)
1	\$ 1,519,287	\$ 5,494,500	(\$4,791,565)	0.8696	(\$4,166,745)	0.9091	(\$4,356,012)
2	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.7561	\$71,996	0.8264	\$78,690
3	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.6575	\$62,607	0.7513	\$71,539
4	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.5718	\$54,447	0.6830	\$65,035
5	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.4972	\$47,343	0.6209	\$59,122
6	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.4323	\$41,164	0.5645	\$53,752
7	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.3759	\$35,793	0.5132	\$48,867
8	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.3269	\$31,127	0.4665	\$44,420
9	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.2843	\$27,071	0.4241	\$40,383
10	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.2472	\$23,538	0.3855	\$36,707
11	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.2149	\$20,463	0.3505	\$33,375
12	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.1869	\$17,797	0.3186	\$30,337
13	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.1625	\$15,473	0.2897	\$27,585
14	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.1413	\$13,455	0.2633	\$25,071
15	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.1229	\$11,703	0.2394	\$22,796
16	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.1069	\$10,179	0.2176	\$20,720
17	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.0929	\$8,846	0.1978	\$18,834
18	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.0808	\$7,694	0.1799	\$17,130
19	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.0703	\$6,694	0.1635	\$15,568
20	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.0611	\$5,818	0.1486	\$14,150
21	\$ 2,127,002		\$ 2,127,002	0.0531	\$112,944	0.1351	\$287,358
	1,831,500		\$1,831,500	0.0531	\$97,253	0.1351	\$247,436
<b>NPV</b>					<b>(\$6,265,290)</b>		<b>(\$5,919,086)</b>
<b>IRR (%)</b>					<b>-75.49</b>	<b>%</b>	

Internal Rate of Return (IRR)

$$\begin{aligned}
 \text{IRR} &= i \text{ NPV+} + \text{NPV+}/(\text{NPV+} - \text{NPV-}) * (i \text{ NPV-} - i \text{ NPV+}) \\
 &= 10 + -85.485 \\
 \text{IRR} &= -75.49 \%
 \end{aligned}$$

**LAMPIRAN-3.2**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-CASE 2**

A. CASE-1

CAPEX           \$ 10,175,000.00  
Revenue           \$2,222,222  
OPEX           \$ 1,104,936.28

A9 -20% OPEX

	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)	PV (10%)
0	\$ 1,104,936	\$ 4,070,000	\$ (2,952,714)	1.0000	(\$2,952,714)	1.0000	(\$2,952,714)
1	\$ 1,215,430	\$ 6,105,000	(\$5,098,208)	0.8696	(\$4,433,401)	0.9091	(\$4,634,781)
2	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.7561	\$71,996	0.8264	\$78,690
3	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.6575	\$62,607	0.7513	\$71,539
4	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.5718	\$54,447	0.6830	\$65,035
5	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.4972	\$47,343	0.6209	\$59,122
6	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.4323	\$41,164	0.5645	\$53,752
7	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.3759	\$35,793	0.5132	\$48,867
8	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.3269	\$31,127	0.4665	\$44,420
9	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.2843	\$27,071	0.4241	\$40,383
10	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.2472	\$23,538	0.3855	\$36,707
11	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.2149	\$20,463	0.3505	\$33,375
12	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.1869	\$17,797	0.3186	\$30,337
13	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.1625	\$15,473	0.2897	\$27,585
14	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.1413	\$13,455	0.2633	\$25,071
15	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.1229	\$11,703	0.2394	\$22,796
16	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.1069	\$10,179	0.2176	\$20,720
17	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.0929	\$8,846	0.1978	\$18,834
18	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.0808	\$7,694	0.1799	\$17,130
19	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.0703	\$6,694	0.1635	\$15,568
20	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.0611	\$5,818	0.1486	\$14,150
21	\$ 2,127,002		\$ 2,127,002	0.0531	\$112,944	0.1351	\$287,358
	2,035,000		\$2,035,000	0.0531	\$108,059	0.1351	\$274,929
<b>NPV</b>					<b>(\$6,651,907)</b>		<b>(\$6,301,128)</b>
<b>IRR (%)</b>					<b>-79.82</b>	<b>%</b>	

Internal Rate of Return (IRR)

$$IRR = \frac{i \text{ NPV} + \text{NPV} / (\text{NPV}^+ - \text{NPV}^-) * (i \text{ NPV}^- - i \text{ NPV}^+)}{10 + -89.816}$$

IRR = -79.82 %

**LAMPIRAN-3.2**  
**ANALISIS SENSITIVITAS-CASE 2**

A. CASE-1

CAPEX           \$   8,140,000.00

Revenue                 \$2,222,222

OPEX                 \$   1,381,170.35

A5   -20% CAPEX

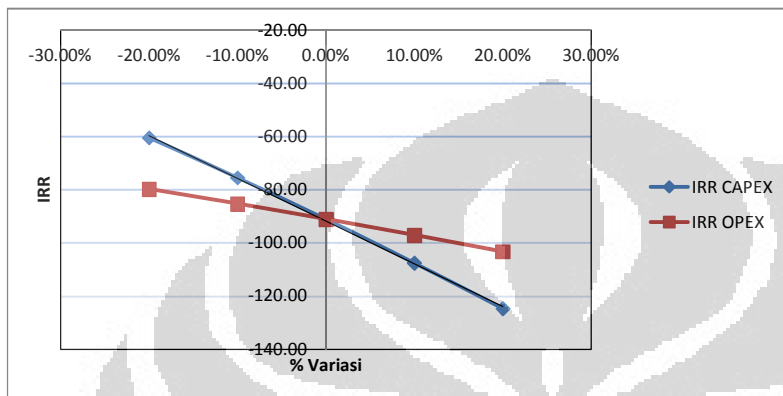
	O&M	1st Cost	Net Income	PV (P/F, 15%, n)	PV (15%)	PV (P/F, 10%, n)	PV (10%)
0	\$ 1,381,170	\$ 3,256,000	\$ (2,414,948)	1.0000	(\$2,414,948)	1.0000	(\$2,414,948)
1	\$ 1,519,287	\$ 4,884,000	(\$4,181,065)	0.8696	(\$3,635,854)	0.9091	(\$3,801,006)
2	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.7561	\$71,996	0.8264	\$78,690
3	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.6575	\$62,607	0.7513	\$71,539
4	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.5718	\$54,447	0.6830	\$65,035
5	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.4972	\$47,343	0.6209	\$59,122
6	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.4323	\$41,164	0.5645	\$53,752
7	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.3759	\$35,793	0.5132	\$48,867
8	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.3269	\$31,127	0.4665	\$44,420
9	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.2843	\$27,071	0.4241	\$40,383
10	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.2472	\$23,538	0.3855	\$36,707
11	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.2149	\$20,463	0.3505	\$33,375
12	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.1869	\$17,797	0.3186	\$30,337
13	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.1625	\$15,473	0.2897	\$27,585
14	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.1413	\$13,455	0.2633	\$25,071
15	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.1229	\$11,703	0.2394	\$22,796
16	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.1069	\$10,179	0.2176	\$20,720
17	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.0929	\$8,846	0.1978	\$18,834
18	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.0808	\$7,694	0.1799	\$17,130
19	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.0703	\$6,694	0.1635	\$15,568
20	\$ 2,127,002		\$ 95,220	0.0611	\$5,818	0.1486	\$14,150
21	\$ 2,127,002		\$ 2,127,002	0.0531	\$112,944	0.1351	\$287,358
	1,628,000		\$1,628,000	0.0531	\$86,447	0.1351	\$219,943
<b>NPV</b>					<b>(\$5,338,205)</b>		<b>(\$4,984,573)</b>
<b>IRR (%)</b>					<b>-60.48</b>	%	

Internal Rate of Return (IRR)

$$\begin{aligned}
 \text{IRR} &= i \text{ NPV} + \text{NPV} / (\text{NPV}^+ - \text{NPV}^-) * (i \text{ NPV}^- - i \text{ NPV}^+) \\
 &= 10 + -70.477 \\
 \text{IRR} &= -60.48 \%
 \end{aligned}$$

**LAMPIRAN-3.2**  
**HASIL PERHITUNGAN SENSITIVITAS-CASE 2**

Persentasi Variasi	IRR	
	CAPEX	OPEX
20.00%	-124.64	-103.32
10.00%	-107.52	-97.13
0.00%	-91.15	-91.15
-10.00%	-75.49	-85.39
-20.00%	-60.48	-79.82



**LAMPIRAN-4  
KEBUTUHAN UTILITAS**

	UTILITY CONSUMPTION	UNIT PRICE	WAO	BIAYA	AERASI	BIAYA	OKSIDASI KIMIA	BIAYA
a	Power	\$ 6/kw	400 kw	2,400.00	100 kw	600.00	50 kw	\$ 300.00
b	Caustic	\$350/MT	4,896-16,344 kg/day(10 %)	13,381.20	Tidak Dibutuhkan		Tidak Dibutuhkan	
c	Nutrient	\$ 3.75/MT	Tidak Dibutuhkan	-	120 l/day	450,000.00	Tidak Dibutuhkan	
d	Chilled Water	\$ 0.95/TON	60 gpm (Supply 10°C-Return 30° C)	134,197.22	200 gpm	393,891.21	Tidak Dibutuhkan	
e	Demin Water	\$ 0.85/TON	10 m <sup>3</sup> /hr (Start up)	73,366.56	Tidak Dibutuhkan		Tidak Dibutuhkan	
f	Instrument Air	\$1.57/Nm <sup>3</sup>	10-50 Nm <sup>3</sup> /h	339,120.00	Tidak Dibutuhkan		Tidak Dibutuhkan	
g.	Pressurized Air	\$0.8/Nm <sup>3</sup>	300 lb/h -575 psig	339,120.00	Tidak Dibutuhkan		Tidak Dibutuhkan	
h.	Hot Oil	\$ 0.75/gpm	150 gpm, Supply 440°F	264,862.94	Tidak Dibutuhkan		Tidak Dibutuhkan	
i.	HCl	\$ 5.88 /liter	Tidak Dibutuhkan		Tidak Dibutuhkan		275.000 l/day	\$ 163.46
j.	Potable	\$ 2.25/TON	Tidak Dibutuhkan		Tidak Dibutuhkan		8 m <sup>3</sup> /day	\$ 6,480.00
k.	Compressed Air	\$ 0.5/Nm <sup>3</sup>	Tidak Dibutuhkan		Tidak Dibutuhkan		200 NM <sup>3</sup> /hr	\$ 129,600.00
l.	H2O2	\$ 580/MT	Tidak Dibutuhkan		Tidak Dibutuhkan		25 kg/day	\$ 125,280.00
m.	Poly Aluminium Chloride (PAC)	\$ 430/MT	Tidak Dibutuhkan		Tidak Dibutuhkan		175 kg/day	\$ 195,048.00
n.	Amida Based polymer	\$ 2000/MT	Tidak Dibutuhkan		Tidak Dibutuhkan		15 kg/day	\$ 259,200.00
				1,166,447.92		844,491.21		\$ 716,071.46
								1,560,562.67

**LAMPIRAN- 5**  
**PERHITUNGAN BIAYA**

ALTERNATIF	METODE	HARGA	TOTAL EQUIPMENT COST
1	A. WET AIR OXIDATION	\$ 5,000,000.00	\$ 5,000,000.00
2	B1. AERASI-BIOLOGIS	€ 1,978,750.00	\$ 2,500,000.00
	B2. OKSIDASI SENYAWA KIMIA	\$ 250,000.00	\$ 250,000.00

Uraian	Pembobotar	Case-1: WET AIR OXIDATION	Case-2.1: AERASI BIOLOGIS	Case-2.2: OKSIDASI KIMIA
		USD		
<b>Process Unit</b>				
Total Equipment Cost	1	\$ 5,000,000.00	\$ 2,500,000.00	\$ 250,000.00
<i>Perry 25-72</i>				
Installed	0.41	\$ 2,050,000.00	\$ 1,025,000.00	\$ 102,500.00
- Piping	0.34	\$ 1,700,000.00	\$ 850,000.00	\$ 85,000.00
- Instrumentation	0.13	\$ 650,000.00	\$ 325,000.00	\$ 32,500.00
- Electrical	0.13	\$ 650,000.00	\$ 325,000.00	\$ 32,500.00
- Site Preparation	0.15	\$ 750,000.00	\$ 375,000.00	\$ 37,500.00
- Auxiliaries	0.52	\$ 2,600,000.00	\$ 1,300,000.00	\$ 130,000.00
Total Physical Plant	<b>2.68</b>	\$ 13,400,000.00	\$ 6,700,000.00	\$ 670,000.00
Field Expense	0.3	\$ 1,500,000.00	\$ 750,000.00	\$ 75,000.00
Engineering	0.3	\$ 1,500,000.00	\$ 750,000.00	\$ 75,000.00
Direct Plant Cost	<b>3.28</b>	\$ 16,400,000.00	\$ 8,200,000.00	\$ 820,000.00
Owner Cost	0.1	\$ 500,000.00	\$ 250,000.00	\$ 25,000.00
Contractor's Fee, Overhead, Profit	0.12	\$ 600,000.00	\$ 300,000.00	\$ 30,000.00
Contingency	0.2	\$ 1,000,000.00	\$ 500,000.00	\$ 50,000.00
Total Fixed Capital Investment	<b>3.7</b>	\$ 18,500,000.00	\$ 9,250,000.00	\$ 925,000.00